

UTE C 15-712-1

Juillet 2013

UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE

INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION

GUIDE PRATIQUE

Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution

Photovoltaic installations without storage and connected to the public distribution network

---

Edité et diffusé par l'Union Technique de l'Electricité (UTE) – Immeuble MB6 - 41,rue des Trois Fontanot – 92024 Nanterre Cedex
Tél: 01 49 07 62 00 – Fax: 01 47 78 73 51 – E-mail: ute@ute.asso.fr – Internet: http://www.ute-fr.com/

Impr. UTE



AVANT-PROPOS

Le présent guide traite des installations photovoltaïques raccordées à un réseau public de distribution et non prévues pour fonctionner de façon autonome.

Il constitue une révision par rapport à l'édition UTE C 15-712-1 de juillet 2010. Les principales évolutions par rapport à l'édition précédente sont :

- *la coupure pour intervention des services de secours ;*
- *la protection contre les surtensions ;*
- *la signalisation ;*
- *une mise en cohérence avec le guide sur les installations photovoltaïques autonomes (UTE C 15-712-2).*

Les dispositions du présent guide sont applicables aux ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire ou à défaut la date de déclaration préalable de travaux ou à défaut la date de signature du marché, ou encore à défaut la date d'accusé de réception de commande est postérieure au 1er janvier 2014.

Le présent document a été élaboré par le Groupe de Travail GT15C « Protections électriques » de la Commission U15 « Installations électriques à basse tension » et approuvé par le Conseil Technique de l'Union Technique de l'Electricité le 10 mai 2013.

____

SOMMAIRE





1 Introduction

Le développement de l'usage de générateurs photovoltaïques impose de préciser les règles de mise en œuvre qui font l'objet du présent guide.

NOTE Dans la suite du texte l'abréviation « PV » est utilisée pour « photovoltaïque ».

L'application des présentes règles ne dispense pas de respecter les règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

2 Domaine d'application

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution à basse tension et sans stockage, ce guide précise et complète les règles de la NF C 15-100.

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution à haute tension et sans stockage, ce guide précise et complète les règles de la NF C 15-100, pour la partie basse tension.

Les modules a.c. (module PV et onduleur associé) ne sont pas pris en compte dans le présent guide. Leur installation est soumise aux règles de la NF C 15-100.

NOTE Dans la suite du texte les abréviations « a.c. » et « d.c. » sont respectivement utilisées pour « courant alternatif » et « courant continu ».

Seul le fonctionnement en présence de tension sur le réseau public de distribution est envisagé dans le présent guide.

3 Références normatives

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des normes, du texte administratif en vigueur, ainsi que des règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Le présent chapitre liste les textes normatifs cités dans le présent guide. Ils sont classés par numéro croissant, avec en premier les normes CEI, puis les normes NF EN (normes françaises européennes) puis les NF C (normes françaises) suivies des UTE C (guides d'application).

CEI 62109-1	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : Exigences générales
NF EN 12101	Système pour le contrôle des fumées et de la chaleur
NF EN 50380 (C 57-201)	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 50521 (C 57-339)	Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
NF EN 50539-11 (C 61-739-11)	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11 : Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques
NF EN 60269-6 (C 60-200-6)	Fusibles basse tension – Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque
NF EN 60664-1 (C 20-040-1)	Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension Partie 1 : Principes, exigences et essais
NF EN 60904-3 (C 57-323)	Dispositifs photovoltaïques - Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence
NF EN 60947-1 (C 63-001)	Appareillage à basse tension - Partie 1 : Règles générales
NF EN 60947-2 (C 63-120)	Appareillage à basse tension - Partie 2 : Disjoncteurs
NF EN 60947-3 (C 63-130)	Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles

NF EN 61046 (C 71-240)	Convertisseurs abaisseurs électroniques alimentés en courant continu ou alternatif par lampes à incandescence – Prescriptions générales et de sécurité
NF EN 61215 (C 57-105)	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61439 (C 63-421)	Ensembles d'appareillages à basse tension
NF EN 61557-8 (C 42-198-8)	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Partie 8 : Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT
NF EN 61558-2-6 (C 52-558-2-6)	Sécurité des transformateurs, bobines d'inductance, blocs d'alimentation et produits analogues pour des tensions d'alimentation jusqu'à 1 100 V - Partie 2-6 : Règles particulières et essais pour les transformateurs de sécurité et les blocs d'alimentation incorporant des transformateurs de sécurité
NF EN 61643-11 (C 61-740)	Parafoudres basse-tension - Partie 11 : Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essais
NF EN 61646 (C 57-109)	Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61730-1 (C 57-111-1)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1: Exigences pour la construction
NF EN 61730-2 (C 57-111-2)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2: Exigences pour les essais
NF EN 62109-2 (C 57-409-2)	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : Exigences particulières pour les onduleurs
NF EN 62262 (C 20-015)	Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK)
NF EN 62305-1 (C 17-100-1)	Protection contre la foudre - Partie 1: Principes généraux
NF EN 62305-2 (C 17-100-2)	Protection contre la foudre - Partie 2: Evaluation du risque
NF EN 62305-3 (C 17-100-3)	Protection contre la foudre - Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains
NF C 14-100	Installations de branchement à basse tension
NF C 15-100	Installations électriques à basse tension
NF C 17-102	Protection contre la foudre - Protection des structures et des zones ouvertes contre la foudre par paratonnerre à dispositif d'amorçage
UTE C 15-105	Guide pratique - Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection - Méthodes pratiques
UTE C 15-400	Guide pratique - Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution
UTE C 15-520	Guide pratique - Canalisations - Modes de pose - Connexions
UTE C 32-502	Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques
UTE C 61-740-52	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques
DIN VDE 0126-1-1 et amendement 1	Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public basse tension



4 Définitions

En complément des définitions de la NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au présent guide :

4.1
cellule PV
dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière tel qu'un rayonnement solaire

4.2
module PV
le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement

4.3
chaîne PV
circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée

4.4
groupe PV
ensemble mécanique et électrique intégré de chaînes et d'autres composants pour constituer une unité de production d'énergie électrique en courant continu.

4.5
boîte de jonction de groupe PV
enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.6
générateur PV
champ PV
ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur et associés à un même MPPT

4.7
boîte de jonction ou tableau de générateur PV
enveloppe dans laquelle tous les groupes PV sont reliés électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.8
câble de chaîne PV
câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction de générateur ou à la boîte de jonction de groupe PV

4.9
câble de groupe PV
câble reliant les boîtes de jonction de groupe PV à la boîte de jonction de générateur PV

4.10
câble principal PV
câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'onduleur d'injection

4.11
onduleur d'injection
équipement de conversion injectant dans un réseau a.c. sous tension la puissance produite par un générateur photovoltaïque

4.12
STC
conditions d'essai normalisées
conditions d'essais prescrites dans la NF EN 60904-3 (C 57-323) pour les cellules et les modules PV

4.13
tension en circuit ouvert
U_{ocSTC}
tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

4.14
tension à la puissance maximale
U_{mppSTC}
tension d'un module, d'une chaîne, d'un groupe, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées

4.15
tension PV maximale en circuit ouvert
U_{ocmax}
Tension maximale en circuit ouvert d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un générateur PV

NOTE Le calcul de U_{ocmax} est décrit en Annexe D

4.16
courant PV maximal en court-circuit
I_{scmax}
Courant maximal en court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un générateur PV

NOTE Le calcul de I_{scmax} est décrit en Annexe D

4.17
courant à la puissance maximale
I_{mppSTC}
courant d'un module, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées

4.18
courant de court-circuit
I_{scSTC}
courant de court-circuit d'un module, d'une chaîne, d'un groupe PV ou d'un générateur PV en conditions d'essai normalisées

4.19
courant inverse maximal
I_{RM}
valeur assignée de l'éventuel dispositif de protection contre les surintensités fournie par le fabricant du module

NOTE 1 Le module est testé à une valeur I_{TEST} égale à 135% de I_{RM} pendant 2 heures selon la norme NF EN 61730-2.

NOTE 2 La norme NF EN 50380 définit une valeur I_R différente de I_{RM} qui correspond à la tenue en courant inverse du module pendant 8 heures.

4.20
partie courant continu
partie d'une installation PV située entre les modules PV et les bornes en courant continu de l'onduleur d'injection

4.21
partie courant alternatif
partie à basse tension de l'installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'onduleur d'injection

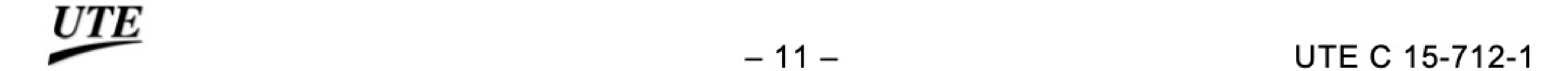
4.22
maximum power point tracking
MPPT
méthode de pilotage interne à un onduleur d'injection assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale



5 Description des installations PV

Les schémas suivants donnent des exemples d'architectures d'installations PV traitées dans ce guide :

- exemple de schéma général d'une installation PV en Figure 1 ;
- schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente totale de la production en Figure 2 ;
- schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitations avec vente du surplus de la production en Figure 3 ;
- schéma type d'une installation PV dans des bâtiments en Figure 4 ;
- schéma type d'une centrale PV en Figure 5.



5.1 Schéma général d'une installation PV

Structure PV
Partie d.c. : classe II
Réseau de distribution
Modules PV
Câbles de chaînes PV
Compteurs d'énergie
AGCP
NFC14-100
NFC15-100
AGCP
Connecteurs
Protection contre les surintensités
Interrupteur-sectionneur d.c.
Boite de jonction de groupe
Puissance limitée
Puissance surveillée
Parafoudre d.c.
Câbles de groupes PV
Coffret a.c.
Sectionneurs
Parafoudre a.c.
Interrupteur-Sectionneur général a.c.
Boite de raccordement
Liaison équipotentielle
Onduleurs avec protection de découplage intégrée
Interrupteur-sectionneur d.c.
Disjoncteur sortie onduleur (différentiel 30 mA si locaux d'habitation)
Câble principal PV
Interrupteur-sectionneur général d.c.
Parafoudre d.c.
Vers terre du tableau injection (si existant)
Prise de terre du bâtiment
Coffret d.c.

Figure 1 – Schéma général d'une installation PV



5.2 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente totale de la production

Structure PV
Partie d.c. : classe II
Réseau de distribution
Modules PV
Compteurs d'énergie
AGCP
NFC14-100
NFC15-100
Connecteurs
Câbles de chaînes PV
Liaison équipotentielle
Coffret ac
Parafoudre a.c.
Interrupteur sectionneur général a.c.
Connecteurs
Coffret d.c.
Onduleur avec protection de découplage intégrée
Interrupteur-sectionneur général d.c.
Disjoncteur différentiel 30 mA
Parafoudre d.c.
Câble principal PV
Vers terre du tableau injection (si existant)
Prise de terre du bâtiment

Figure 2 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente totale de la production

5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente du surplus de la production

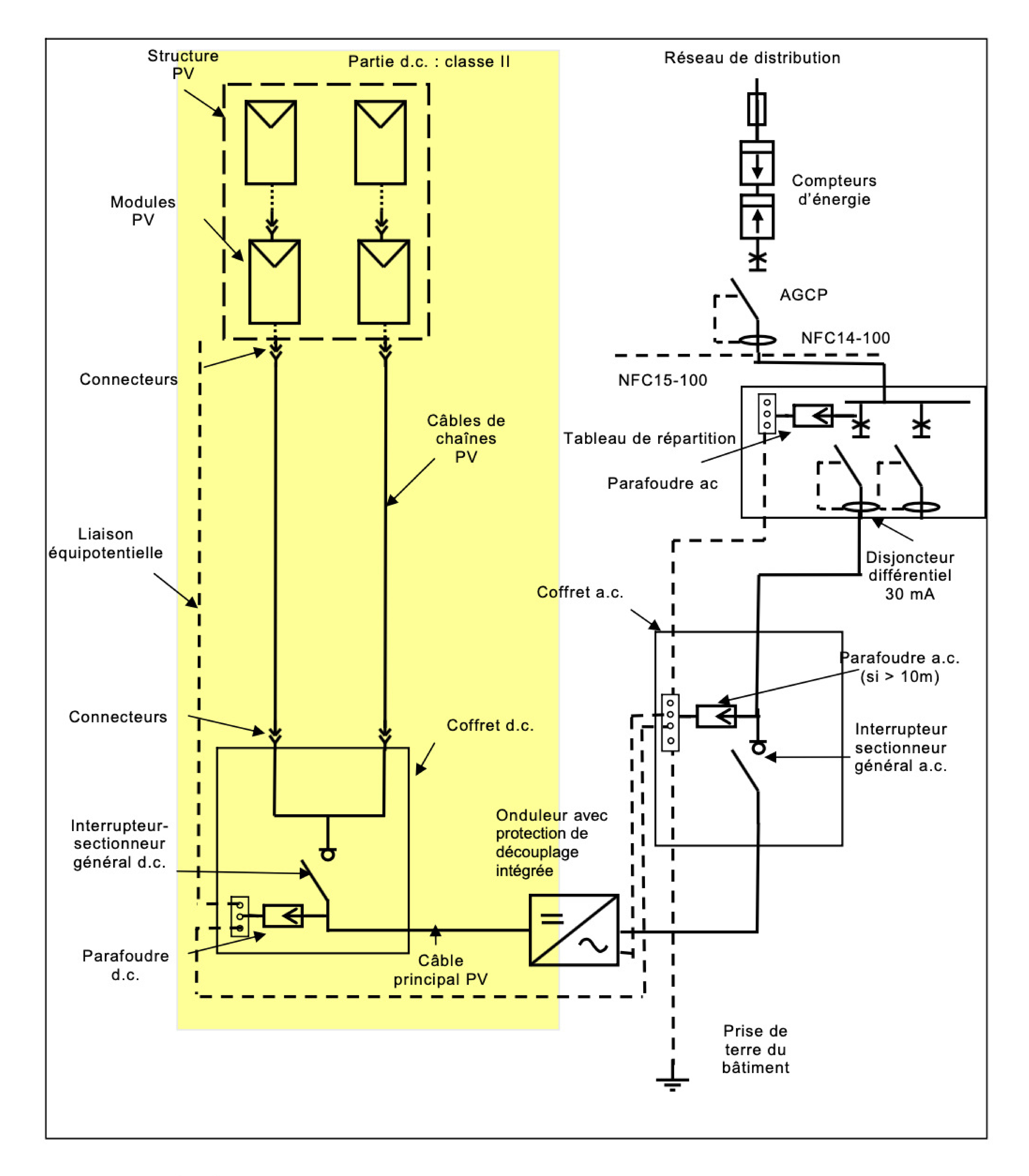


Figure 3 – Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente du surplus de la production



5.4 Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments

NOTE Les onduleurs peuvent être de type triphasé ou monophasé. Dans ce dernier cas, il convient de répartir la puissance sur les 3 phases.

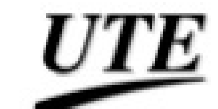
Structure
Partie d.c. : classe II
Modules PV
Câbles de chaînes PV
Connecteur
Protection contre les surintensité
Interrupteur-sectionneur d.c.
Parafoudre d.c.
Boite de jonction de groupe
Raccordement au réseau de distribution BT ou HTA au travers d'un transformateur
Interrupteur-Sectionneur général a.c. NF C 15-100 Art 558.1
Parafoudre a.c.
Onduleurs
Disjoncteur sortie onduleur
Câble principal PV
Interrupteur-sectionneur général d.c.
Coffret d.c.
Parafoudre d.c.
Vers terre du tableau injection (si existant)
Prise de terre du bâtiment

NOTE Une protection de découplage est à prévoir suivant le guide UTE C 15-400.

Figure 4 – Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments

5.5 Schéma type d'une centrale de production

Figure 5 – Schéma type d'une centrale PV de production supérieure à 250kVA



6 Mise à la terre de l'installation

6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif

Le schéma des liaisons à la terre est réalisé conformément aux exigences de la NF C 15-100.

Lorsque l'installation PV est raccordée au réseau public de distribution basse tension d'une manière générale, le schéma de liaison à la terre est de type TT pour lequel le conducteur neutre des installations raccordées au réseau ne doit pas être relié à la terre.

Lorsque l'installation PV est raccordée au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HT/BT, le schéma de liaison à la terre est de type TN ou IT.

6.2 Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie courant continu

Dans une installation PV, les dispositions de protection contre les contacts indirects ne font pas appel au principe des schémas de liaison à la terre. La partie courant continu est réalisée selon les règles de la classe II ou isolation équivalente.

Aucune polarité n'est reliée à la terre. Toutefois, pour des raisons fonctionnelles, certaines technologies de modules photovoltaïques nécessitent qu'une polarité soit reliée à la terre soit directement soit par l'intermédiaire d'une résistance. Cette mise à la terre pour des raisons fonctionnelles est admise sous réserve du respect des conditions suivantes :

- une isolation galvanique entre la partie d.c. et la partie a.c. est exigée, elle peut être soit interne aux onduleurs, soit externe aux onduleurs. Lorsqu'elle est externe aux onduleurs, elle doit être réalisée au moyen d'un transformateur par onduleur ou au moyen d'un transformateur unique à plusieurs enroulements avec un enroulement séparé par onduleur. Il y a alors lieu de s'assurer que les onduleurs utilisés sont compatibles avec ce type de mise en œuvre ;
- la mise à la terre de la polarité est réalisée en un point unique de la partie d.c. d'un générateur PV, à proximité de l'entrée d.c. de l'onduleur ou dans l'onduleur lui-même si celui-ci le permet. La mise à la terre est de préférence située immédiatement en amont du dispositif de coupure et de sectionnement de l'entrée d.c. de l'onduleur pour conserver la liaison à la terre du champ même lors des phases de maintenance de l'onduleur ;
- lorsque la mise à la terre de la polarité d.c. est directe, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre en amont de cette mise à la terre une protection par coupure automatique est exigée pour éliminer tout courant de défaut circulant dans le câble de mise à la terre. Les mesures détaillées pour prévenir ce cas sont décrites à la partie 10, cas 2 ;
- lorsque la mise à la terre de la polarité d.c. est effectuée par l'intermédiaire d'une résistance, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre en amont de cette mise à la terre, une surveillance par contrôleur d'isolement est exigée. Les mesures détaillées pour prévenir ce cas sont décrites à la partie 10, cas 3.

Les caractéristiques du conducteur de mise à la terre fonctionnelle sont les suivantes :

- le conducteur de mise à la terre fonctionnelle ne doit pas être repéré par la couleur vert-jaune ;
- dans le cas d'une mise à la terre directe, la section de ce conducteur doit être adaptée au courant conventionnel de fonctionnement I_2 du dispositif de protection interrompant le courant dans la mise à la terre. La section minimale est de 4 mm² cuivre ou équivalent ;
- dans le cas d'une mise à la terre à travers une résistance, la section de ce conducteur doit être adaptée au courant maximal susceptible de parcourir la résistance, calculé avec la tension U_{ocmax}. La section minimale est de 4 mm² cuivre ou équivalent.

6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

6.3.1 Partie courant continu

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection elle-même reliée à la terre. Ces structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. La mise en œuvre de la mise à la terre des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant.

La Figure 6 ci-dessous illustre des exemples de mise en œuvre.

Conducteur de liaison équipotentielle
NON
Conducteur de liaison équipotentielle = structure métallique de support
OUI
Fixation Mécanique
OUI
Conducteur commun de liaison équipotentielle
Détail des dispositifs de connexion
OUI(1)

(1) : Dans cette configuration, un système permettant la continuité de la liaison équipotentielle dans le cas de maintenance d'un module doit être prévu. La liaison mise en place lors de l'opération de maintenance devra être d'une section minimale de 6 mm² Cu ou équivalent.

Figure 6 – Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle

NOTE Conformément à l'article 8.1 de la NF EN 61730-2, un module avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage, ou qui a une surface conductrice supérieure à 10 cm² accessible après l'installation doit avoir des dispositions pour la mise à la terre.

Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre.

Les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent. Les conducteurs isolés doivent être repérés par la double coloration vert-et-jaune.



6.3.2 Partie courant alternatif

L'ensemble des masses coté a.c. doit être relié à la terre par un conducteur de protection conformément au paragraphe 411.3.1.2 et à la partie 5-54 de la NF C 15-100.
Lorsqu'un transformateur est installé à l'extérieur de l'onduleur (transformateur BT/BT ou HT/BT) une liaison équipotentielle est requise entre ces équipements.

6.3.3 Onduleur

La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de l'installation.

7 Protection contre les chocs électriques

7.1 Généralités

Les matériels PV de la partie courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif.

La tension courant continu à considérer est la tension U_{ocmax} de l'installation.

7.2 Mesure de protection par TBTS ou TBTP sur la partie d.c.

Les exigences de la TBTS ou TBTP sont décrites à l'article 414 de la NF C 15-100 et sont précisées ci-dessous :

- la partie a.c. de l'installation est séparée par un transformateur de sécurité conforme à la norme NF EN 61558-2-6 ou un convertisseur de sécurité conforme à la norme NF EN 61046, conformément à 414.3 de la NF C 15-100. Le transformateur de sécurité ou le convertisseur de sécurité peut être intégré à l'onduleur, ou situé à proximité de celui-ci si la liaison entre les deux équipements est réalisée avec du matériel de classe II ou par isolation équivalente.
- en TBTP, une polarité de la partie d.c. est reliée à la terre.
- la TBTS est interdite si la partie d.c. comporte une mise à la terre fonctionnelle d'une polarité

Dans les cas où la mesure de protection par TBTS ou TBTP est interdite, les mesures de protection générales s'appliquent (isolation double ou renforcée).

7.3 Protection contre les contacts directs

7.3.1 Généralités

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne PV dont la tension U_{ocmax} est supérieure à 60 V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Ces connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 50521.

7.3.2 Cas de l'installation en BT

Les matériels électriques doivent faire l'objet d'une disposition de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe.

Les armoires ou coffrets contenant des parties actives accessibles doivent pouvoir être fermés soit au moyen d'une clef, soit au moyen d'un outil, à moins qu'ils ne soient situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès.

Lorsque les coffrets ou armoires ne sont pas situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès, une protection contre les contacts directs doit être assurée lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB.

7.3.3 Cas de l'installation en TBTS et TBTP

Lorsque la tension nominale du circuit TBTS est inférieure ou égale à 25 V valeur efficace en courant alternatif ou 60 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

Lorsque la tension nominale du circuit TBTP est inférieure ou égale à 12 V valeur efficace en courant alternatif ou 30 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.



Tableau 1 – Synthèse de la protection contre les contacts directs

Tension continue Tension alternative	$U_{ocmax} \leq 30$ V $U_{ocmax} \leq 12$ V	$30 < U_{ocmax} \leq 60$ $12 < U_{ocmax} \leq 25$	$60 < U_{ocmax} \leq 120$ $25 < U_{ocmax} \leq 50$
TBTS Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Non nécessaire	Nécessaire
TBTP Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Nécessaire	Nécessaire

7.4 Protection contre les contacts indirects

7.4.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

Les circuits visés par le 411.3.3 de la NF C 15-100 et notamment les circuits des locaux d'habitation doivent être protégés par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA.

Cette partie s'attache à décrire les différents modes de protection des personnes contre les contacts indirects dans une installation photovoltaïque en fonction des dispositions mises en œuvre coté d.c. et de la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties d.c. et a.c.

7.4.2 Partie courant continu

7.4.2.1 Généralités

Pour la partie courant continu (modules PV, boîtes de jonction, câbles de chaînes, câbles de groupes, coffrets ou armoires de regroupement ...), la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par au moins une des mesures suivantes :

- protection par TBTS ou TBTP ;
- protection par isolation double ou renforcée. Toutefois, dans le cas d'installation d'armoires dans un local ou emplacement de service électrique avec accès réservé à du personnel qualifié, cette armoire peut être de classe I.

7.4.2.2 Protection par isolation double ou renforcée

Les prescriptions de l'article 412 de la NF C 15-100 doivent être appliquées.

La protection contre les contacts directs est assurée par une isolation principale et la protection contre les contacts indirects est assurée par une isolation supplémentaire, ou

La protection contre les contacts directs et contre les contacts indirects est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

7.4.3 Partie courant alternatif

La protection contre les contacts indirects est assurée par isolation double ou renforcée ou par coupure automatique de l'alimentation, selon l'une des mesures suivantes :

- en schéma TT par coupure au premier défaut ;
- en schéma TN par coupure au premier défaut ;
- en schéma IT par coupure au second défaut.

Le Tableau 2 ci-dessous synthétise les différentes combinaisons selon les schémas de liaison à la terre côté a.c. et selon mise à la terre fonctionnelle ou non côté d.c..

Tableau 2 – Synthèse protection contre les contacts indirects

Côté d.c.		Schéma de principe	Côté a.c.	Remarques
U_{dc}	Principe de protection contre les contacts indirects		Principe de protection contre les contacts indirects	
≤120 V	TBTS	TBTS – partie a.c.		La séparation galvanique entre le réseau d.c. et le réseau a.c. doit être assurée par un transformateur de sécurité ou un convertisseur de sécurité.
≤120 V	TBTP	TBTP – partie a.c.		
>120 V	Classe II	Classe II – partie a.c. Classe II – partie a.c.	<u>En schéma TN ou IT</u> : 411.3.2 NF C 15-100 <u>En schéma TT</u> : DDR type AC ou A dans les locaux d'habitation : un DDR 30 mA à immunité renforcée	Les mesures de protection sont identiques que l'onduleur soit avec ou sans séparation galvanique
		Classe II		La protection contre les contacts indirects dans la partie d'installation comprise entre le transformateur et l'onduleur est assurée par la mise en œuvre d'une LES. La mise à la terre côté d.c. est une mise à la terre fonctionnelle. Dans ce cas le suivi du niveau d'isolement intégré aux onduleurs conformes à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1 doit être adapté.
		Classe II – partie a.c.		
Symboles utilisés :		Modules PV	Onduleur avec séparation galvanique	Onduleur sans séparation galvanique



8 Protection contre les surintensités

8.1 Partie courant continu

8.1.1 Généralités

La Figure 7 ci-dessous résume les opérations à mener pour choisir les dispositifs de protection contre les surintensités de la partie d.c. et dimensionner les câbles de cette partie.

Figure 7 – Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.



8.1.2 Protection des modules PV

Dans une installation avec plusieurs chaînes de modules PV en parallèle, les modules doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant prendre naissance dans les chaînes en défaut.

Si le générateur PV est constitué d'une chaîne unique, le courant de défaut inverse n'existe pas, et aucun dispositif de protection contre les surintensités n'est exigé.

Si le générateur PV est constitué de deux chaînes en parallèle, le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à I_{scmax}. Les modules de la chaîne en défaut sont toujours capables de supporter ce courant inverse et aucun dispositif de protection des chaînes contre les surintensités n'est exigé.

Si le générateur PV est constitué de **Nc** chaînes en parallèle (**Nc** > 2), le courant inverse maximal qui peut circuler dans la chaîne en défaut peut valoir jusqu'à (**Nc** -1) I_{scmax} Un dispositif de protection des chaînes contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes du générateur **Nc** est supérieur à $\mathbf{Nc}_{max}$, nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

Sauf déclaration du fabricant de modules PV sur le nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection, les règles suivantes s'appliquent.

La détermination de $\mathbf{Nc}_{max}$ est donnée par le Tableau 3, en fonction de la valeur du courant inverse maximal des modules I_{RM} et du courant de court-circuit STC des modules I_{scSTC}.

Tableau 3 – Détermination de $\mathbf{Nc}_{max}$
Nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection pour un générateur PV

Tenue en courant inverse du module	$\mathbf{Nc}_{max}$
$1\ I_{scSTC} \leq I_{RM} < 2\ I_{scSTC}$	2
$2\ I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3\ I_{scSTC}$	3
$3\ I_{scSTC} \leq I_{RM} < 4\ I_{scSTC}$	4
$4\ I_{scSTC} \leq I_{RM} < 5\ I_{scSTC}$	5
Cas général : $\mathbf{Nc}_{max} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC})$	

NOTE Conformément à l'article 11.2 de la norme NF EN 61730-1, la valeur du courant I_{RM} est fournie par le fabricant de modules.

Pour les générateurs PV avec un nombre de chaînes **Nc** supérieur à $\mathbf{Nc}_{max}$, l'utilisation de dispositifs de protection contre les courants inverses est donc à prévoir.

La règle générale est que chaque chaîne soit protégée individuellement par un dispositif de protection. Dans certains cas de modules ayant une tenue très élevée en courant inverse, **Np** chaînes peuvent être raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique.

Sauf déclaration du fabricant de modules PV sur le nombre maximal de chaînes raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique, les règles suivantes s'appliquent.

Le nombre maximal de chaînes en parallèle $\mathbf{Np}_{max}$ raccordables à un dispositif de protection est donné par le Tableau 4.

Tableau 4 – Détermination de Np_{max}
Nombre maximal de chaînes en parallèle par dispositif de protection

Tenue en courant inverse du module	Np_{max}
$1\ I_{scmax} \leq I_{RM} < 3\ I_{scmax}$	1
$3\ I_{scmax} \leq I_{RM} < 5\ I_{scmax}$	2
$5\ I_{scmax} \leq I_{RM} < 7\ I_{scmax}$	3
Cas général : $Np_{max} \leq 0,5\ (1 + I_{RM} / I_{scmax})$	

Le dimensionnement des dispositifs de protection se fait à l'aide du Tableau 5.

Tableau 5 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	**Np** Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	Obligation de protection	I_n Courant assigné des dispositifs de protection
1	-	-	NON	-
2	-	I_{scmax}		-
$Nc \leq Nc_{max}$	-	$(Nc - 1)\ I_{scmax}$		-
$Nc > Nc_{max}$	**1**	$(Nc - 1)\ I_{scmax}$	OUI	$I_n \geq 1,1\ I_{scmax}$ $I_n \leq I_{RM}$
	$Np > 1$	$(Nc - 1)\ I_{scmax}$		$I_n \geq Np\ 1,1\ I_{scmax}$ $I_n \leq I_{RM} - (Np - 1)\ I_{scmax}$ (voir Note 2)

NOTE 1 Si le choix est fait d'utiliser des dispositifs de protection dans le cas $Nc \leq Nc_{max}$, les mêmes règles de dimensionnement que le cas $Nc > Nc_{max}$ seront utilisées.

NOTE 2 Dans le cas où aucune valeur assignée normalisée du dispositif de protection ne peut remplir les conditions requises, il convient de reprendre le calcul avec une valeur de Np inférieure.

8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV prend en compte le choix du dispositif de protection des modules PV adopté en 8.1.2.

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 6.



Tableau 6 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	**Np** Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans un câble de chaîne	Avec protection ?	**I_n** Courant assigné des dispositifs de protection des modules	**I_z** Courant admissible des câbles de chaînes
1	-	-	NON	-	$I_z \geq I_{scmax}$
2	-	I_{scmax}		-	$I_z \geq I_{scmax}$
Nc	-	(**Nc** -1) I_{scmax}		-	$I_z \geq$ (**Nc** -1) I_{scmax}
Nc	**1**	(**Nc** -1) I_{scmax}	OUI	I_n déterminé par le Tableau 5	$I_z \geq I_2$ si $Nc < 20$ $I_z \geq I_n$ si $Nc \geq 20$
	Np > 1	(**Nc** -1) I_{scmax}			$I_z \geq kp\ I_2$ si $Nc/Np < 20$ $I_z \geq kp\ I_n$ si $Nc/Np \geq 20$

NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à 1,3 I_n. Pour les fusibles, le courant I_2 est pris égal à 1,45 I_n.

Afin de dimensionner la section des câbles de chaînes à ce qui est strictement nécessaire à la sécurité électrique, il est proposé une détermination du courant admissible des chaînes de câbles en fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- pour $Nc < 20$ ou $Nc/Np < 20$, le risque d'occurrence est significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 ou à kp I_2 ;
- pour $Nc \geq 20$ ou $Nc/Np \geq 20$, le risque d'occurrence n'est pas significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n ou à kp I_n.

Le coefficient kp est utilisé si Np, le nombre de chaînes par dispositif de protection, est supérieur à 1. Il permet de prendre en compte les courants fournis par les chaînes directement en parallèle sur la chaîne en défaut, et ne passant pas par un dispositif de protection. Il se calcule par la formule suivante : $Kp = 1 + (Np – 1) / (Nc – Np)$. Il est toujours supérieur à 1 et tend vers 1 quand Nc est grand.

Le choix du courant admissible I_z des câbles de chaînes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

Dans une installation avec plusieurs groupes PV en parallèle, les câbles de groupes doivent être protégés contre l'effet de courants inverses dû à un court-circuit dans un groupe.

Si le générateur PV est constitué de deux groupes en parallèle, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à I_{scmax_GROUPE}.

Si le générateur PV est constitué de **Na** groupes en parallèle (**Na** > 2), le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut peut valoir jusqu'à (**Na** -1) I_{scmax_GROUPE}.

Un dispositif de protection des câbles de groupes PV contre les surintensités n'est exigé que si leur courant admissible est inférieur au courant inverse maximal de groupe.

Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV sont déterminés à l'aide du Tableau 7.

Tableau 7 – Courants admissibles des câbles de groupes PV et choix des dispositifs de protection associés

Na Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	Avec protection ?	**I_n** Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	**I_z** Courant admissible des câbles de groupes
1	-	NON	-	$I_z \geq I_{scmax_GROUPE}$
2	I_{scmax_GROUPE}		-	$I_z \geq I_{scmax_GROUPE}$
Na > 2	(**Na** -1) I_{scmax_GROUPE}		-	$I_z \geq$ (**Na** -1) I_{scmax_GROUPE}
Na > 2	(**Na** -1) I_{scmax_GROUPE}	OUI	$I_n \geq 1{,}1\ I_{scmax_GROUPE}$	$I_z \geq I_2$ si Na < 20 $I_z \geq I_n$ si Na ≥ 20

NOTE 1 Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à 1,3 I_n. Pour les fusibles, le courant I_2 est pris égal à 1,45 I_n

NOTE 2 Calcul de I_{scmax_GROUPE} = Nc/Na I_{scmax}

La détermination du courant admissible des câbles de groupes est fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- Pour Na < 20, le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2.
- Pour Na ≥ 20, le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n.

Le choix du courant admissible I_z des câbles de groupes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

8.1.5 Protection du câble principal PV

Le câble principal d'un générateur PV doit être dimensionné avec un courant admissible I_z supérieur ou égal à I_{scmax_GEN}.

NOTE Calcul de I_{scmax_GEN} = Nc I_{scmax}

Le choix du courant admissible I_z du câble principal PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à la NF EN 60269-6, soit des disjoncteurs conformes à la NF EN 60947-2. Ces dispositifs doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.

Ces dispositifs doivent pouvoir fonctionner pour des applications d.c. et doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques aux installations photovoltaïques :

- la tension assignée d'emploi (U_e) doit être supérieure ou égale à la tension U_{ocmax} du générateur photovoltaïque ;
- le courant assigné I_n est déterminé en 8.1.2 et 8.1.4 ;
- le pouvoir assigné de coupure doit être au moins égal à I_{scmax} du générateur photovoltaïque ;
- la température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, l'installateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits ;
- les fusibles doivent posséder le marquage gPV conformément à la NF EN 60269-6 et les disjoncteurs doivent posséder le marquage pour une utilisation en courant continu (indication «courant continu» ou symbole ⎓) et être indépendants du sens de passage du courant.



8.2 Partie courant alternatif

8.2.1 Généralités

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau par un branchement à puissance limitée, la section minimale des conducteurs raccordés aux bornes aval de l'AGCP est de 10 mm² Cu.

8.2.2 Protection contre les surcharges

Les circuits a.c. sont protégés contre les surcharges conformément aux prescriptions de l'article 433 de la NF C 15-100.

Pour chaque onduleur, le courant d'emploi à prendre en compte est le courant maximal donné par le fabricant d'onduleur ou à défaut 1,1 fois son courant nominal.

Le courant assigné du tableau où est raccordée l'installation PV doit prendre en compte le courant d'emploi de l'onduleur.

Le choix du calibre du dispositif de protection doit tenir compte des contraintes particulières telles que, par exemple, montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

8.2.3 Protection contre les courts-circuits

En cas de court-circuit au niveau d'un onduleur ou de sa canalisation, l'onduleur est considéré comme la charge et le réseau public comme la source.

Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection des installations raccordées au réseau est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître en provenance du réseau.

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

Dans le cas d'un ensemble onduleur/transformateur, pour la partie d'installation située entre l'onduleur et son transformateur BT/BT ou HT/BT situé à proximité, il n'est pas nécessaire de prévoir de dispositif de protection contre les courts-circuits entre le transformateur et l'onduleur lorsque cette fonction de protection est assurée par la protection du transformateur.

8.3 Protection des circuits auxiliaires

Tous les circuits auxiliaires alimentés par une source de tension (mesure de tension, commande, signalisation, …) doivent être protégés contre les courts-circuits.

9 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau public de distribution ;
- disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur.

Cette protection de découplage est conforme aux dispositions du guide UTE C 15-400. Elle est du type B.1 pour les installations présentant une puissance totale maximale d'onduleur n'excédant pas 250 kVA et de type H pour les installations d'une puissance supérieure.

Dans les installations présentant une puissance totale d'onduleurs n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1.



10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques

Afin de prévenir la dégradation des installations PV due aux influences externes particulières et à la présence de courant continu, et malgré la mise en œuvre de mesures telles que l'imposition de la double isolation et de câbles mono conducteurs, des mesures complémentaires doivent être mises en œuvre sur la partie courant continu.

Les mesures à appliquer sont décrites par le Tableau 8 et dépendent de :

- la mise à la terre ou non d'une polarité d.c. pour des besoins fonctionnels d'un générateur PV. La mise à la terre peut être directe ou réalisée à travers une résistance ;
- la présence ou non d'une séparation galvanique dans l'onduleur ou dans la partie courant alternatif.

NOTE Avec une séparation galvanique dans la partie a.c. de l'installation, le raccordement entre l'onduleur et le transformateur doit être entièrement flottant par rapport à la terre pour qu'une mise à la terre fonctionnelle d'une polarité d.c. soit possible.

Tableau 8 – Synthèse des dispositions de prévention

Séparation galvanique	Polarité d.c. à la terre	Dispositions pour la prévention
Oui	**Non**	**Cas 1 – Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et avec séparation galvanique** ▪ Dispositif o Contrôleur d'isolement sur la partie d.c. et répondant à la norme NF EN 61557-8. o Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, le contrôle d'isolement intégré est accepté pour répondre à cette mesure. o La surveillance doit être assurée pour la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque. ▪ Actions o Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement. o Le fonctionnement de l'onduleur sous défaut d'isolement est toléré jusqu'à la fin de la journée de production. o Lors de la phase de démarrage du début de journée, l'onduleur ne doit pas se connecter au réseau a.c. si un défaut d'isolement est présent dans le champ PV. o Dans le cas d'une installation surveillée pendant la production par du personnel BA4 ou BA5, la détection de défaut par les moyens complémentaires autorise le redémarrage de l'installation le lendemain matin. ▪ Remarques o Le choix du seuil d'alarme du contrôleur d'isolement est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV. NOTE Dans le cas d'un générateur étendu (>100 kWc), il est recommandé de prévoir la mise en œuvre de détecteurs permettant la localisation sous tension du défaut d'isolement dans le champ PV.
Oui	**Directe**	**Cas 2 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre et avec séparation galvanique** ▪ Dispositif o Appareil de protection par coupure automatique permettant d'éliminer un courant de défaut circulant dans de le câble de mise à la terre fonctionnelle du générateur PV. o La mise à la terre du champ est située à proximité de l'entrée d.c. de l'onduleur où dans l'onduleur si celui-ci le permet. o L'appareil de protection doit avoir un pouvoir de coupure minimal de 1,25 x I_{scSTC} du générateur et tenir une tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque ▪ Actions o Arrêt ou déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c. o Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur et interdiction à l'onduleur de se connecter au réseau a.c. ▪ Remarques o Dans le cas d'une protection insérée directement dans le câble de mise à la terre, le choix du niveau de protection minimal est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV. o Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, une adaptation du contrôle d'isolement est nécessaire pour permettre leur utilisation avec une polarité mise à la terre. NOTE Une disposition complémentaire pour permettre d'identifier un défaut sur la polarité déjà connectée à la terre peut être mise en œuvre : - Surveillance quotidienne de l'isolement des deux polarités de la partie d.c. (y compris celle raccordée à la terre) par rapport à la terre. Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec la terre fonctionnelle ouverte. - Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c. - Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, le contrôle d'isolement intégré est accepté pour répondre à cette mesure s'il est adapté.



Tableau 8 – Synthèse des dispositions de prévention

Séparation galvanique	Polarité d.c. à la terre	Dispositions pour la prévention
Oui	par Résistance	**Cas 3 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre par résistance et avec séparation galvanique** ▪ Dispositif o Contrôleur d'isolement sur la partie d.c. et répondant à la norme NF EN 61557-8. o Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, une adaptation du contrôle d'isolement est nécessaire pour répondre à cette mesure ou pour permettre l'utilisation d'un dispositif extérieur. o La surveillance doit être assurée pour la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque. ▪ Actions o Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement. Le fonctionnement de l'onduleur sous défaut d'isolement est toléré jusqu'à la fin d'une journée de production. o Lors de la phase de démarrage du début de journée, l'onduleur ne doit pas se connecter au réseau a.c. si un défaut d'isolement est présent dans le champ PV. ▪ Remarques o Le choix du seuil d'alarme du contrôleur d'isolement est fonction de la technologie des modules PV, de la surface du champ PV, et doit prendre en compte la valeur de la résistance. o La résistance doit être dimensionnée en valeur et puissance à l'aide du constructeur de modules PV.
Non	Non	**Cas 4 - Champ PV sans polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique** • Dispositif o Dispositif à courant différentiel résiduel avec capacité à détecter une composante continue. o Le dispositif est placé du côté a.c. Pour le choix du type, il conviendra de se rapprocher du constructeur de l'onduleur. o Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, le dispositif intégré de surveillance des courants de fuite est accepté pour répondre à cette mesure. • Actions o Déconnexion immédiate de l'onduleur, côté a.c. o Déclenchement d'une alarme sonore et/ou visuelle NOTE Une surveillance quotidienne de l'isolement de la partie d.c. par rapport à la terre est recommandée. Le test de l'isolement de la partie d.c. est réalisé avec l'onduleur non connecté à la partie a.c. Il déclenche une alarme sonore et/ou visuelle en cas de passage de l'isolement sous le seuil d'alarme du contrôleur d'isolement et interdit à l'onduleur de se connecter au réseau a.c. Pour les onduleurs répondant à la prénorme DIN VDE 0126-1-1 et son amendement 1, le dispositif intégré de contrôle de l'isolement réalise cette fonction.
Non	Directe	**Cas 5 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre et sans séparation galvanique** Configuration non autorisée
Non	par Résistance	**Cas 6 - Champ PV avec polarité reliée intentionnellement à la terre par résistance et sans séparation galvanique** Configuration non autorisée

11 Chute de tension

11.1 Généralités

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension.

11.2 Installation à courant continu

La chute de tension maximale autorisée dans la partie courant continu de l'installation est de 3 % à I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées).

Le calcul de cette chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

- la résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal (ρ = 1,25 x ρ_0 tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension U_{mppSTC} ;
- le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées) ;
- la chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur, et on retient le cumul le plus important.

11.3 Installation à courant alternatif

Pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes a.c. de l'onduleur et le point de livraison (NF C 14-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % de façon à limiter d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur, et le réglage de sa protection à maximum de tension.

Pour les installations PV connectées au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/BT, les mêmes recommandations s'appliquent sur la partie basse tension.



12 Sectionnement, commande et coupure

12.1 Sectionnement

Pour permettre la maintenance des onduleurs PV, des moyens de sectionnement doivent être prévus par onduleur, à proximité, tant du côté continu que du côté alternatif.

NOTE Pour les onduleurs de forte puissance dont la maintenabilité peut être assurée par remplacement des composants internes, le dispositif de sectionnement peut être intégré dans la même enveloppe.

Le sectionnement doit être omnipolaire.

Les dispositifs de sectionnement installés côté continu peuvent ne pas être à ouverture simultanée de chaque polarité.

12.2 Commande

Pour permettre les interventions de maintenance, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité des boites de jonctions équipées de dispositifs de protection.

12.3 Coupure d'urgence

12.3.1 Généralités

En application des règles du 463 et du 536.3 de la NF C 15-100, des dispositifs de coupure d'urgence côté a.c. et côté d.c. doivent être prévus pour couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques.

Tout dispositif de coupure d'urgence doit être à coupure omnipolaire et simultanée.

Ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs. Les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence.

Les commandes des dispositifs de coupure d'urgence côté d.c. et côté a.c. doivent être facilement reconnaissables et rapidement accessibles. Elles sont situées à proximité de l'onduleur.

Les dispositifs de coupure d'urgence ne doivent pas être intégrés à l'onduleur.

NOTE Pour les onduleurs de forte puissance, le dispositif de coupure peut être intégré dans la même enveloppe.

12.3.2 Coupure d'urgence de la partie courant continu

Un dispositif de coupure doit être prévu en amont de l'onduleur et sa commande doit être disposée à proximité de celui-ci.

L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Dans le cas d'onduleurs à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande directe séparés.

12.3.3 Coupure d'urgence de la partie courant alternatif

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

12.3.4 Dispositions particulières aux locaux d'habitation

Dans les locaux privatifs à usage d'habitation (paragraphe 771.463 de la NF C 15-100), pour les parties courant continu et courant alternatif, seuls les dispositifs à action directe sont autorisés.

Si le cheminement entre l'onduleur et le réseau traverse la partie habitation, le dispositif de coupure d'urgence de l'installation PV doit être installé, conformément aux paragraphes 771.463 et 771.558 de la NF C 15-100, dans la partie habitation dans la Gaine Technique Logement si elle existe.

12.4 Coupure pour intervention des services de secours

12.4.1 Dispositions générales

Si une coupure est exigée pour permettre l'intervention des services de secours, celle-ci doit répondre aux principes suivants :

- coupure de toutes les sources d'énergie électriques :
  - générateur PV ;
  - réseau public de distribution
- les dispositifs de coupure doivent répondre aux principes suivants ;
  - ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs ; les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence ;
  - chaque dispositif doit être à coupure omnipolaire et simultanée ;
- la coupure du circuit générateur PV s'effectue au plus près des modules photovoltaïques, et en tout état de cause en amont des locaux et dégagements accessibles aux occupants ;
- les commandes de ces dispositifs de coupure pour intervention des services de secours sont regroupées. Dans le cas d'installations sur un bâtiment existant, il est admis d'avoir des commandes non regroupées.

Les dispositifs de coupure peuvent être :

- à action directe mécanique ;
- télécommandés (électrique ou pneumatique).

La télécommande peut être assurée selon l'un des trois principes :

- déclencheur à manque de tension ;
- déclencheur à émission de courant ou motorisation alimentés, via des câbles de type CR1, par une AES (Alimentation Electrique de Sécurité) mise en œuvre suivant le paragraphe 562.8 de la NF C 15-100 ;
- actionnement pneumatique avec une source d'énergie gaz comprimé et des canalisations tube cuivre ou acier (selon la série de normes NF EN 12101).

La signalisation de l'action effective de coupure doit être réalisée par des indications de mesures de tension ou des dispositifs par boucle libre de tension de type O/F. Dans le cas d'utilisation de la mesure de tension d.c., celle ci devrait alors être prise entre le dispositif de coupure et la zone à sécuriser. Les câbles utilisés pour la signalisation sont de type CR1.

Cette signalisation est assurée par l'extinction d'un voyant blanc qui indique la coupure effective.

12.4.2 Dispositions complémentaires

S'il est exigé d'abaisser à une valeur inférieure à 60 V d.c. la tension du circuit générateur PV en amont de la coupure exigée dans les dispositions générales du 12.4.1, ceci est réalisé par :

- une coupure électromécanique en charge ou hors charge en série dans chaque chaîne PV par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par module

La sécurité de fonctionnement de ces principes impose :

- une commande à sécurité positive ;
- dans le cas d'une coupure électromécanique hors charge, sa commande doit être effectuée après ouverture de l'organe de coupure en charge en aval. La mise en œuvre de ces matériels doit respecter les règles de la double isolation (ou isolation renforcée) imposées dans cette partie de l'installation et ceci pour une tension correspondant à la tension U_{ocmax} de la chaîne.



13 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

13.1 Généralités

Les informations contenues dans ce chapitre traitent de la protection contre les surtensions pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau en complément de la norme NF C 15-100 et du guide UTE C 61-740-52.

NOTE Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille importante. Ce sujet est traité par les normes NF EN 62305-1 à -3 (C 17-100-1 à -3) et la norme NF C 17-102

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit par la partie 6.3, un conducteur d'équipotentialité de protection doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.

Les dispositions des articles 443 et 534 de la NF C 15-100 s'appliquent.

La carte indiquant les densités de foudroiement (N_g) en France est jointe en Annexe C.

13.2.2 Condition d'installation de parafoudre côté d.c.

13.2.2.1 Installation sans paratonnerre

La longueur L est la distance cumulée entre le(s) onduleur(s) et les points d'entrée des chaînes les plus éloignés, en considérant chaque chemin (voir Figure 8).

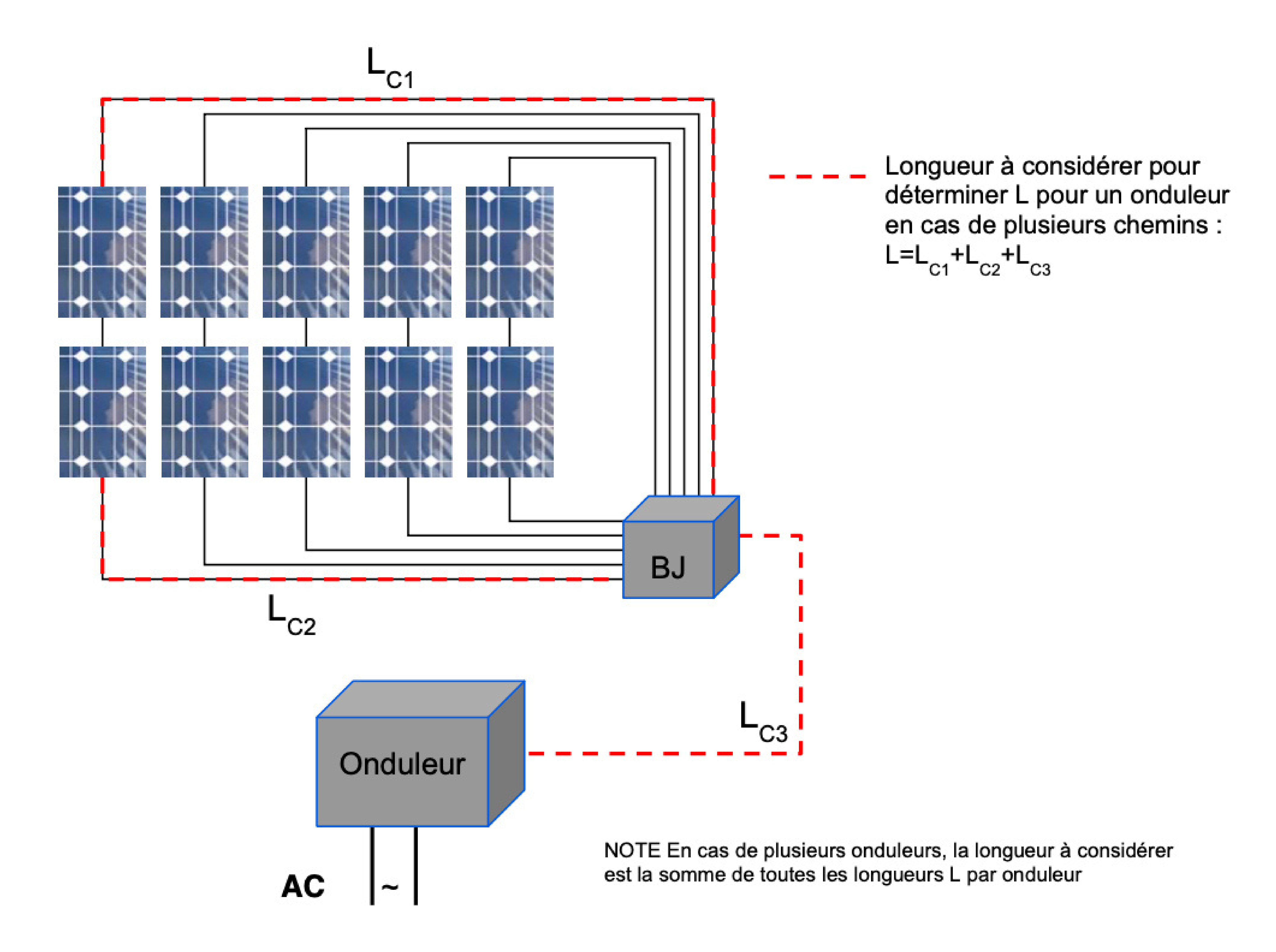


Figure 8 – Principe de calcul de la longueur L

Le Tableau 9 définit les conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Tableau 9 –Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	BâtimentsTertiaires/Industriels/Agricoles
L_{crit} (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. (1)		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. (2)		

(1) La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.

(2) L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.



13.2.2.2 Installation avec paratonnerre

La mise en œuvre de parafoudre(s) est obligatoire côté générateur d.c. :

- structure métallique des modules PV connectée au paratonnerre : Type 1 ;
- centrale PV de production au sol avec paratonnerre : Type 1 ;
- structure métallique des modules PV non connectée au paratonnerre : Type 2.

Dans le cas de mise en œuvre de parafoudres Type 1, l'un est mis en œuvre côté modules, l'autre est mis en œuvre côté onduleur.

En présence de paratonnerres, le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont faits conformément au guide UTE C 61-740-52.

13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie a.c. d'une installation PV raccordée au réseau public de distribution à basse tension, il est toujours installé dans le tableau situé au plus près de l'origine de l'installation dans l'installation.

Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m, la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près de l'onduleur si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité de l'origine de l'installation est supérieur à 50% de la tension de tenue aux chocs de l'onduleur.

Le choix et la mise en œuvre sont effectués en suivant les règles énoncées dans les articles 443 et 534 de la NF C 15-100.

Pour les installations raccordées au réseau HTA, une étude spécifique est à valider avec le distributeur.

13.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté d.c.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie d.c. d'une installation PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche de l'onduleur.

Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m (voir Figures 11 et 12), la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près des modules si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité de l'onduleur est supérieur à 50% de la tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque U_w (voir Tableau 10).

Les caractéristiques des parafoudres installés côté d.c. sont définies comme suit :

13.3.2.1 Choix de I_n

I_n
courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 µs (en kA)

Les parafoudres de type 2 ont une valeur minimale du courant nominal de décharge I_n de 5 kA.
Un courant nominal de décharge supérieur à la valeur exigée procurera une durée de vie plus longue au parafoudre.

13.3.2.2 Choix de I_{max}

I_{max}
courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20 µs (en kA)

Ce paramètre est utilisé pour la coordination énergétique des parafoudres : se rapporter aux informations du constructeur.

NOTE Cette coordination peut être réalisée, par analogie avec les réseaux a.c., selon les règles du guide UTE C 61-740-52.

13.3.2.3 Choix de I_{imp}

Le courant de choc I_{imp} des parafoudres de type 1 est choisi selon le guide UTE C 61-740-52 ou par défaut avec une valeur minimale de 12,5 kA.

13.3.2.4 Choix de U_p

La valeur de U_p doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension assignée de tenue aux chocs des matériels à protéger.

La tension assignée de tenue aux chocs U_w pour les modules et les équipements de conversion est donnée dans le Tableau 10.

Tableau 10 – Tension assignée de tenue aux chocs Uw

Tension maximale système **inférieure ou égale à [V]**	U_w [V]		
	Module PV de classe A [a)]	**Module PV de classe B** [a)]	**Convertisseur PV** [b)]
100	1500	800	2500 (exigence minimale)
150	2500	1500	
300	4000	2500	
600	6000	4000	4000
1000	8000	6000	6000
	Toutes les tensions sont extraites des normes : a) NF EN 61730-2 b) CEI 62109-1		

13.3.2.5 Choix de U_{CPV}

U_{CPV}
tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie d.c. du générateur PV

La valeur de la tension maximale admissible par le parafoudre U_{CPV} doit être sélectionnée en fonction de la tension maximale à vide du générateur PV correspondant à la tension U_{ocSTC} donnée par les constructeurs de modules PV. La tension U_{CPV} doit être supérieure ou égale à la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque. Quels que soient les modes de protection du parafoudre, celui-ci doit aussi pouvoir supporter la tension maximale U_{ocmax} entre ses bornes actives (bornes + et -) et la terre.

13.3.2.6 Choix de I_{SCPV} et du dispositif de protection associé au parafoudre

I_{SCPV}
tenue au courant de court circuit d'un parafoudre



Le parafoudre doit être équipé d'un dispositif de déconnexion. Un dispositif de déconnexion externe peut être préconisé par le constructeur. Cet ensemble doit être dimensionné pour fonctionner quel que soit le courant produit par les modules PV.

NOTE 1 Les parafoudres peuvent arriver en fin de vie pour les raisons suivantes :

- par emballement thermique dû à un cumul excessif de contraintes de foudre n'excédant pas ses caractéristiques, mais conduisant à une destruction lente de ses composants internes ;
- par mise en court-circuit due à un dépassement de ses caractéristiques conduisant à une dégradation brutale de son impédance.

La valeur maximale I_{SCPV} du courant admissible par le parafoudre et le déconnecteur interne et/ou externe doit être sélectionnée en fonction du courant que peut délivrer le générateur photovoltaïque. Le courant I_{SCPV} doit être supérieur ou égal à I_{scmax} du générateur PV.

NOTE2 La caractéristique I_{SCPV} du parafoudre est parfois appelée I_{SCWPV}

Les parafoudres pour lesquels ce paramètre n'est pas déclaré ne doivent pas être utilisés.

13.4 Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre

Les règles sont définies dans le guide UTE C 61-740-52.

14 Choix et mise en œuvre des matériels

14.1 Généralités

La tension assignée d'emploi de tous les matériels de la partie d.c. doit être égale ou supérieure à la tension U_{ocmax}.

La tenue diélectrique des matériels installés doit être celle correspondant à la plus grande des tensions continue ou alternative s'il n'y a pas de séparation galvanique entre la partie « continu » et la partie « alternatif ».

Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44. Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de IK07 conformément à la NF EN 62262 (C 20-015).

Les opérations sur les matériels, appareillages et connexions démontables doivent pouvoir être effectuées en toute sécurité (voir articles R 4544-1 à R 4544-11 du Code du Travail).

En présence d'un transformateur, les onduleurs et éventuellement le tableau général basse tension doivent être installés à proximité de ce dernier dans le même local ou dans des locaux contigus.

L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage,..) doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C15-100. Des règles particulières sont données en partie 7-771 pour les locaux d'habitation. Les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions.

14.2 Canalisations

14.2.1 Choix pour la partie d.c.

Les mesures à prendre en compte sont les suivantes :

- le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-100 sur la base de câbles à isolation PR ;
- les câbles sont au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent ;
- les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolation équivalente à la classe II ;
- les câbles soumis directement au rayonnement solaire doivent répondre à la condition d'influence externe AN3 (résistant aux rayons ultra-violets). Toutefois, la résistance à la condition d'influence externe AN3 pourra être réalisée par installation (interposition d'écran,...) ;

NOTE Le guide UTE C 32-502 décrit les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques. Ce guide donne entre autre un essai pour que les câbles répondent à la condition d'influence externe AN3.

- pour une installation photovoltaïque, il est admis que les câbles puissent cheminer dans des isolants thermiques de toiture ou de façade ou entre un isolant thermique et les modules. Dans ce cas, la méthode de référence à prendre en compte est la méthode B définie dans le Tableau 52G de la NF C15-100 avec un facteur de correction de 0,77 ;
- pour le calcul des câbles de chaînes, la température à prendre en compte pour leur dimensionnement est considérée égale à 70°C et un facteur de correction de 0,58 est à appliquer conformément au Tableau 52K de la NF C 15-100 dans les cas suivants :
  - câbles soumis à l'échauffement direct des modules ;
  - câbles soumis au rayonnement solaire. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,85 défini à l'article 512-2-11de la NF C 15-100 n'est pas à prendre en compte ;
  - câbles cheminant dans des isolants thermiques de toiture ou de façade. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,58 doit être multiplié par 0,77, soit 0,45.



14.2.2 Mise en œuvre

Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boites de jonction de chaine/de groupe situées dans des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage.

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément au paragraphe 529.5 de la NF C15-100.

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

Pour assurer un repérage des câbles d.c., chaque polarité doit être repérée au niveau de leurs extrémités soit par marquage + ou -, soit par une couleur, la couleur bleue étant réservée pour la polarité négative.

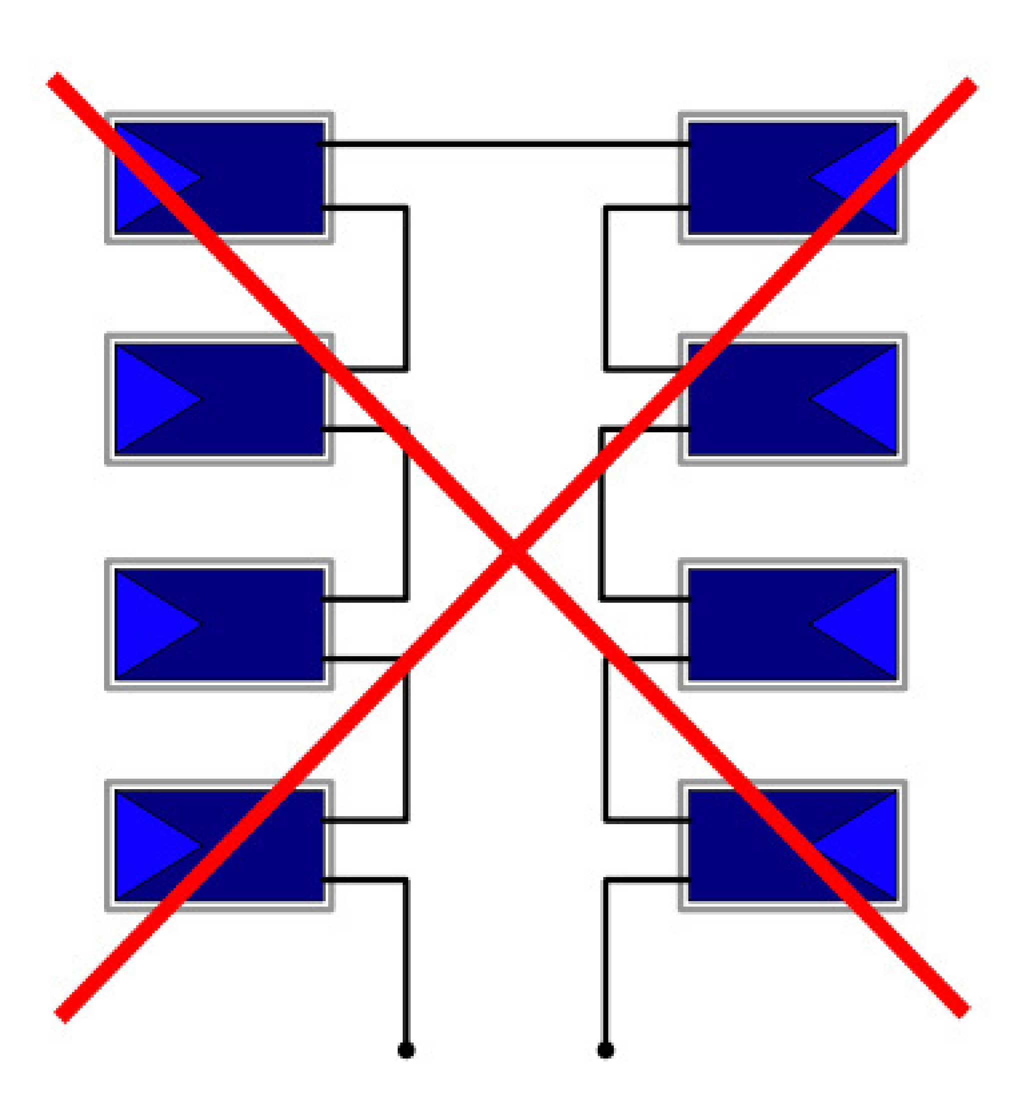


Figure 9 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités

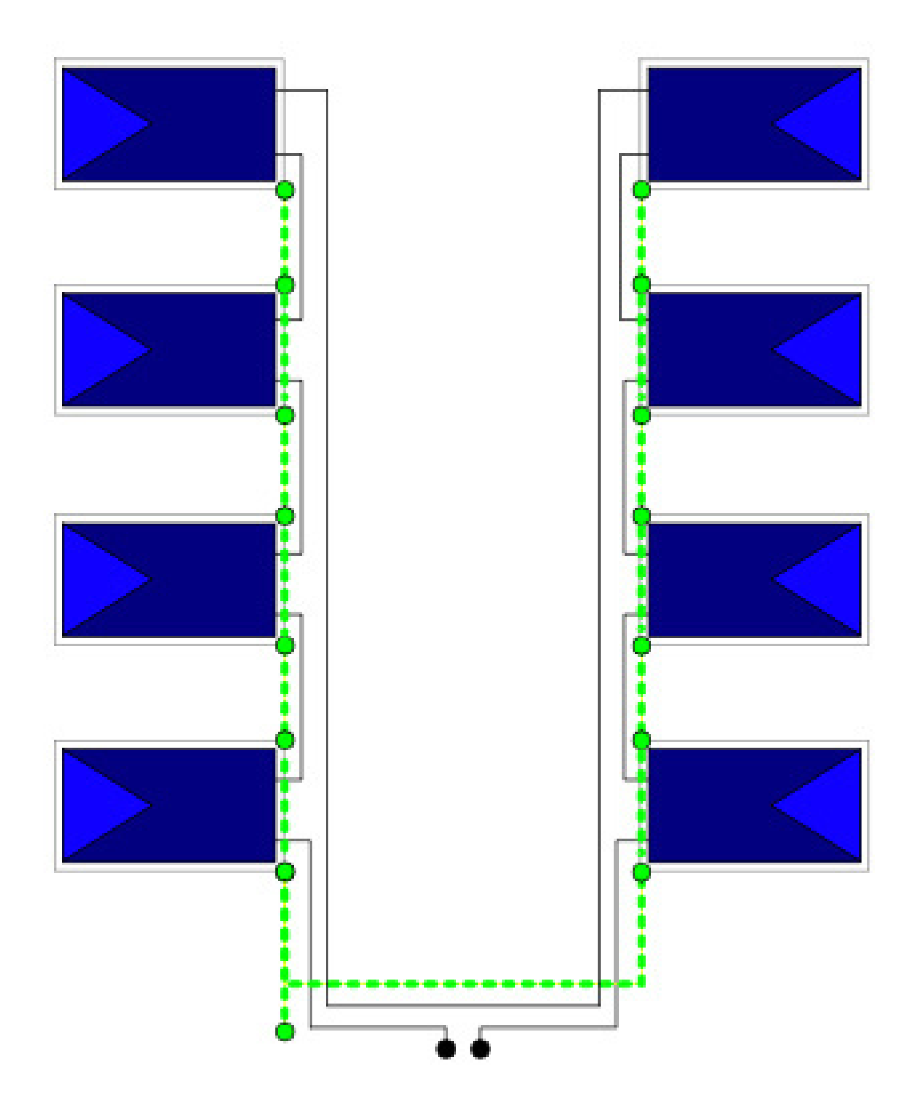


Figure 10 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites

14.3 Modules PV

Les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730.

Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure ou égale à 120V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes NF EN 61730.

NOTE Les modules de classe d'application A sont considérés comme répondant aux exigences de la classe II.

Les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à la NF EN 61215.

Les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la NF EN 61646.

Tous les modules constituant un générateur PV doivent être de même technologie.

La tenue en tension maximale des modules PV doit être supérieure à la tension U_{ocmax} du générateur PV.

NOTE La tenue en tension maximale des modules PV est aussi appelée « tension maximale du système ».

14.4 Onduleurs d'injection

Les onduleurs d'injection doivent être conformes aux normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2.

Le dimensionnement en courant de l'onduleur d'injection doit se faire sur la base de $I_{mppSTC.}$

Le courant continu généré par le (ou les) onduleur(s) d'injection sur le réseau public de distribution doit être inférieur à 0,5 % de son courant assigné.

14.5 Appareillages

14.5.1 Généralités

Tous les appareillages de coupure et de protection installés dans la partie d.c. doivent être de type industriel, c'est à dire conformes aux normes de la série NF EN 60947 et adaptés au fonctionnement en courant continu. Ils sont choisis et mis en œuvre selon les instructions du constructeur. Ils doivent notamment répondre aux exigences suivantes :

- l'appareillage doit posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole ⎓) ou un marquage spécifique PV ;
- les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combiné-fusibles, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B ;
- les caractéristiques des sectionneurs, doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20 ;
- les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

NOTE Dans tous les circuits courant continu susceptibles d'être parcourus par un courant dans les deux sens, les performances de l'appareillage doivent être indépendantes du sens de ce courant d.c.

Par conséquent, dans les locaux d'habitation, seul l'usage d'appareillage de coupure et de protection de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, le concepteur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits.

14.5.2 Appareillages installés dans la partie générateur PV

Pour l'appareillage de la partie générateur, le courant assigné I_n doit être au moins égal au courant assigné ou de réglage du dispositif de protection contre les surintensités défini dans la partie 8.1

14.6 Ensembles d'appareillages

Les parties courant continu et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces deux parties.



Pour la partie d.c., il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au 536.2.3 de la NF C15-100. A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation «ne pas manœuvrer en charge» doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

- les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation ;
- les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter : l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la caractéristique de coupure en charge.

NOTE Les dispositifs évoqués sont notamment, les connecteurs, les sectionneurs fusibles, les parafoudres sur socles…

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, des dispositions constructives doivent être mises en œuvre pour éviter tout risque de court-circuit entre les conducteurs actifs internes aux boites de jonction et coffrets d.c.

Toute dégradation d'un isolant sur une des polarités ou une déconnexion accidentelle ne doit pas entraîner un contact avec l'autre polarité ou la terre.

Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Pour les générateurs PV de tension U_{ocmax} supérieure à 60 V, des connecteurs conformes à la NF EN 50521 doivent être prévus sur ces boites ou à proximité immédiate. En l'absence de boîtes de jonction, cette exigence s'applique au coffret d.c.

Toutes les boîtes de jonction et coffrets de la partie d.c., doivent porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes ou coffrets restent sous tension après sectionnement de l'onduleur PV (voir article 15).

Dans le cas d'une habitation neuve, un emplacement toute hauteur d'au minimum 700 mm de large, accessible en partie frontale, et ne comportant pas de poutraison en sa partie supérieure doit être prévue à partir du flanc droit ou gauche de la GTL, et ce afin d'y implanter la GTL production PV.

La GTL production doit au moins contenir les équipements suivants :

- les panneaux de contrôle (AGCP et comptage production) s'ils sont placés à l'intérieur du logement ;
- les coffrets a.c. et d.c. lorsque l'onduleur est intégré dans la GTL ou situé à proximité.

NOTE L'onduleur ne peut être installé dans la GTL PV que si celle-ci est pourvue d'une ventilation suffisante. En effet, l'onduleur est susceptible d'un dégagement de chaleur important en fonctionnement normal.

Dans les locaux d'habitation, les matériels de l'installation photovoltaïque peuvent ne pas être installés dans la GTL.

Si l'onduleur n'est pas installé à proximité de la GTL PV, le coffret de protection d.c. doit être installé au voisinage de l'onduleur et non dans la GTL PV.

Les ensembles d'appareillage à basse tension (coffrets ou armoires) qui assurent le regroupement et la protection de chaînes, de groupes, en amont ou aval des onduleurs, doivent être :

- soit fabriqués selon les spécifications des normes de la série NF EN 61439 ;
- soit fabriqués et installés conformément aux règles des paragraphes 558.2 à 558.5 de la NF C15-100.

Le choix du courant assigné de l'appareillage ou sa mise en œuvre doit tenir compte des contraintes particulières telles que montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

14.7 Connecteurs

Sur la partie d.c., les connecteurs utilisés doivent être conformes à la NF EN 50521. Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et même marque.

NOTE La norme NF EN 50521 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs mâle et femelle de type ou marque différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple de connecteurs d'un même fabricant.

Vis-à-vis des personnes non averties ou non qualifiées, les dispositifs de connexion dans la partie d.c. sont ;

- soit rendus inaccessibles par installation ;
- soit démontables qu'avec l'aide d'un outil.

14.8 Parafoudres

14.8.1 Choix des parafoudres

Les parafoudres installés sur la partie a.c. de l'installation PV doivent être conformes à la NF EN 61643-11.

Les parafoudres installés sur la partie d.c. de l'installation PV doivent satisfaire aux exigences de la norme NF EN 50539-11. Dans le cas de parafoudres de type SCM (fin de vie en court-circuit), le fabricant doit fournir les caractéristiques du déconnecteur externe à lui associer pour que l'ensemble parafoudre-déconnecteur externe ait les caractéristiques des parafoudres OCM (fin de vie en circuit ouvert).

Les onduleurs intègrent souvent des dispositifs de protection contre les surtensions. Ces dispositifs sont considérés comme remplissant la fonction parafoudre uniquement s'ils respectent les exigences de la norme NF EN 50539-11. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes.

La tension U_p des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres.

14.8.2 Mise en œuvre des parafoudres

Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

La mise en œuvre des parafoudres a.c. et d.c. est effectuée en suivant les règles énoncées dans la guide UTE C 61-740-52.

Le raccordement des parafoudres sera effectué au plus court (cf. Figure 13).

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6mm² *C*u ou équivalent pour le type 2 et égale à 16mm² Cu ou équivalent pour le type 1.



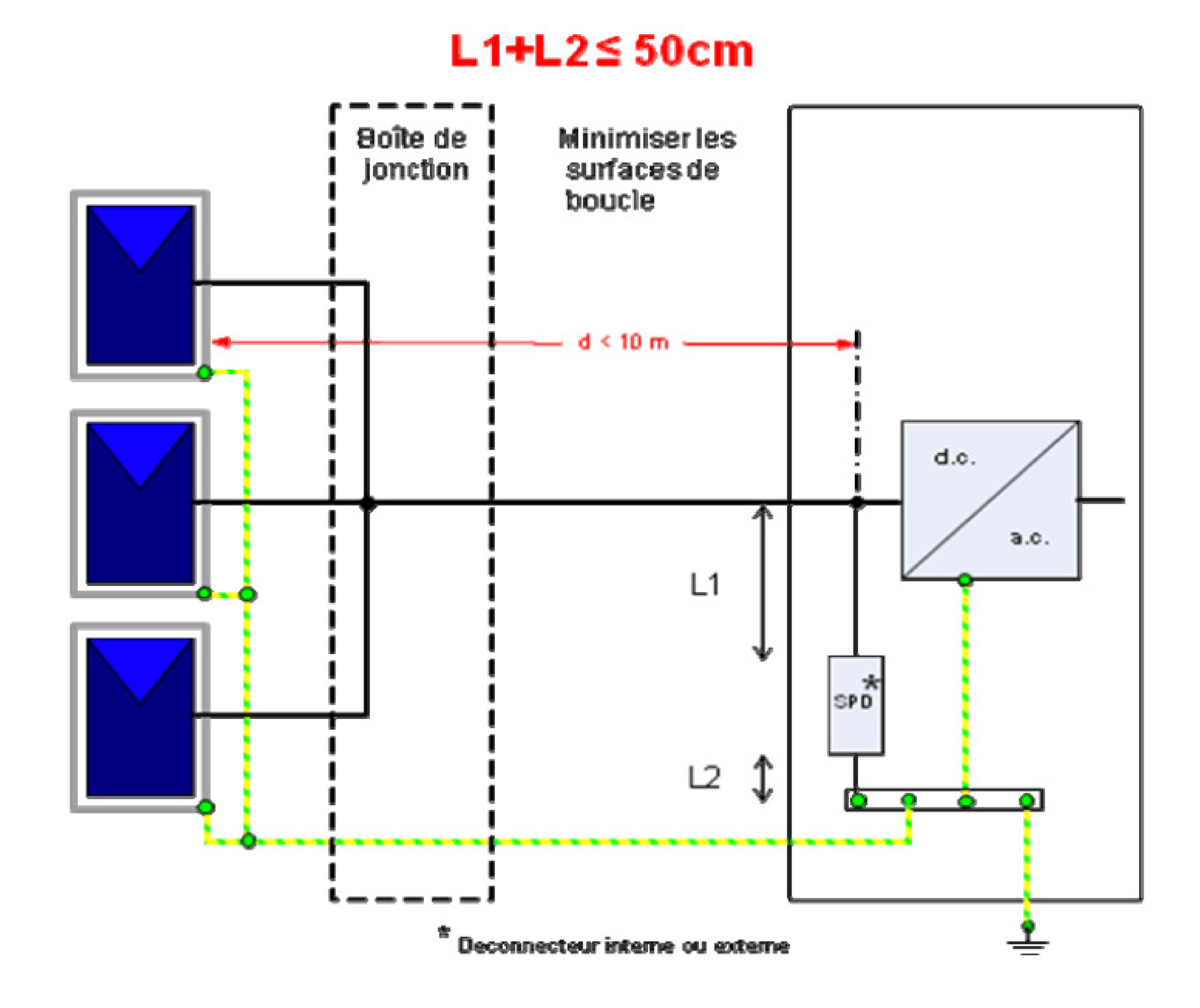


Figure 11 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance d < 10 m

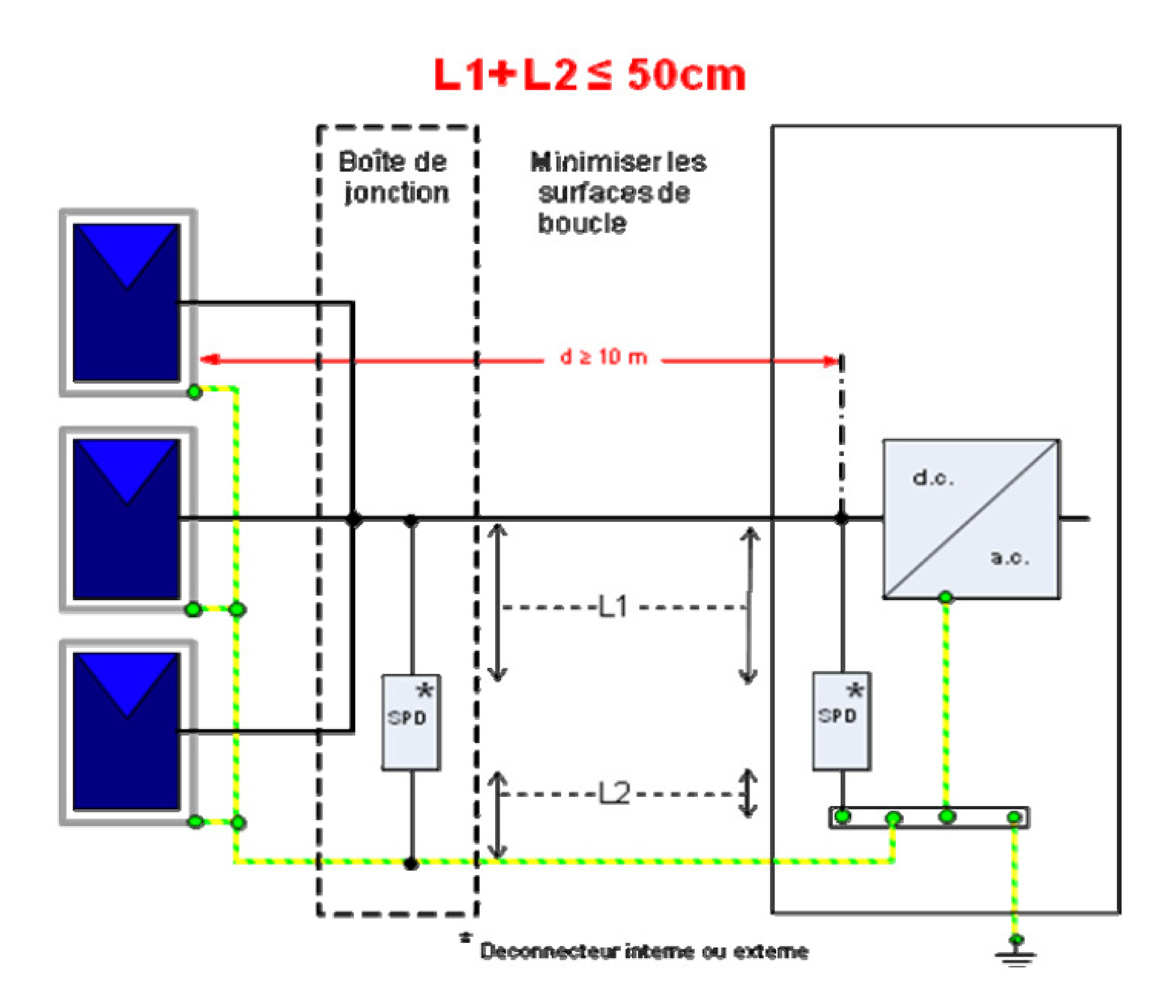


Figure 12 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance d ≥ 10 m



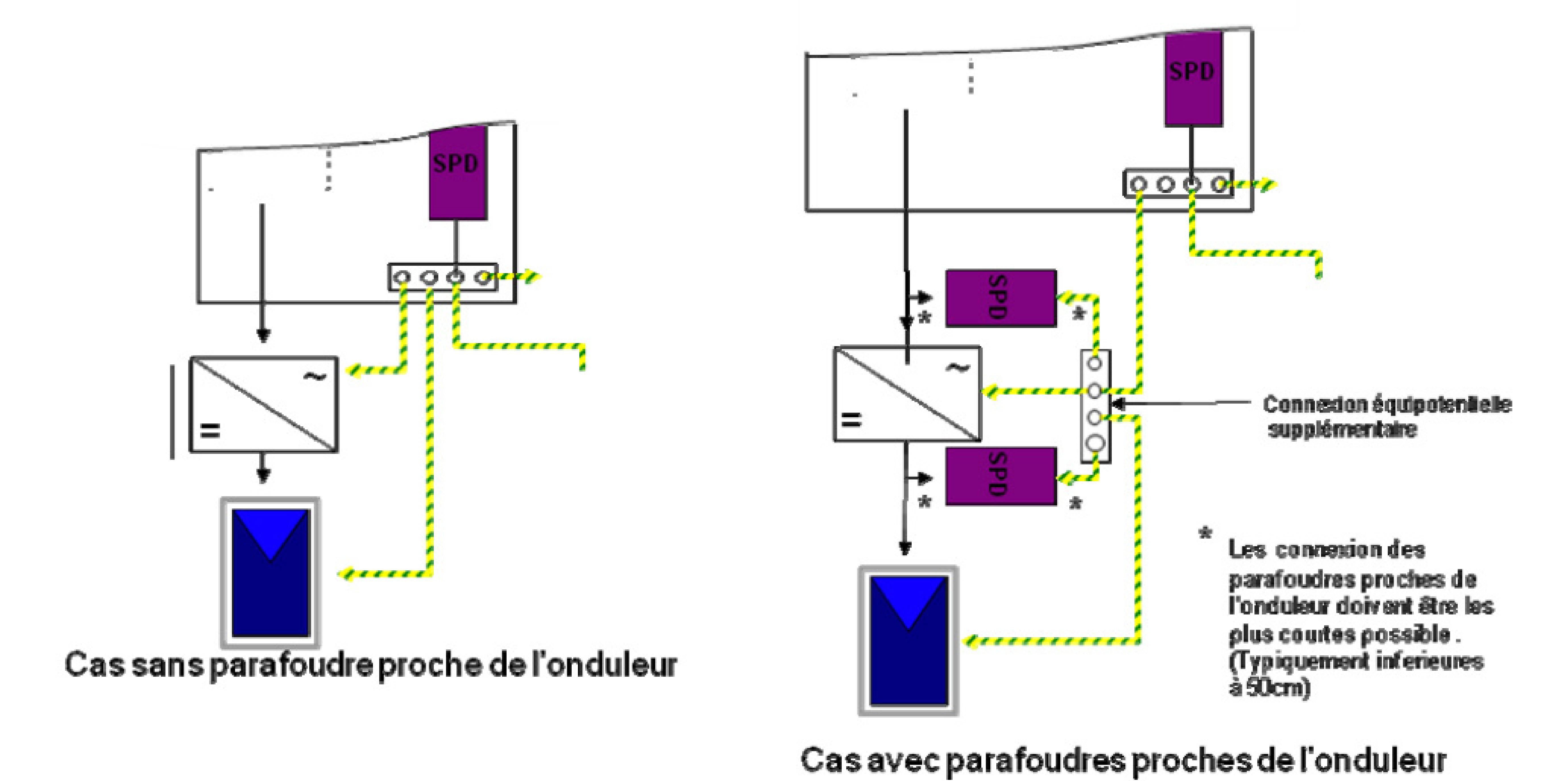


Figure 13 – Exemple de mise en œuvre de parafoudres côté a.c. et côté d.c. de l'onduleur



15 Signalisation

15.1 Identification des composants

Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

- boîtes de jonction ;
- coffrets d.c. et a.c. ;
- câbles d.c. et a.c. (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles d.c.) ;
- onduleurs ;
- dispositifs de protection et sectionnement ;
- en amont d'onduleur, sur le coffret d.c., une étiquette portant la mention « coupure d'urgence entrée onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- en aval d'onduleur, sur le coffret a.c., une étiquette portant la mention « coupure d'urgence sortie onduleur » en lettres rouges sur fond jaune ;
- disjoncteurs de branchement ;
- dispositifs éventuels de coupure pour intervention des services de secours.

Une étiquette portant la mention « Sectionnement général – Installation photovoltaïque » doit être apposée à proximité de l'Interrupteur-Sectionneur général a.c. placé en tête de l'installation photovoltaïque.

15.2 Etiquetage

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants du réseau public de distribution, services de secours,…), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.

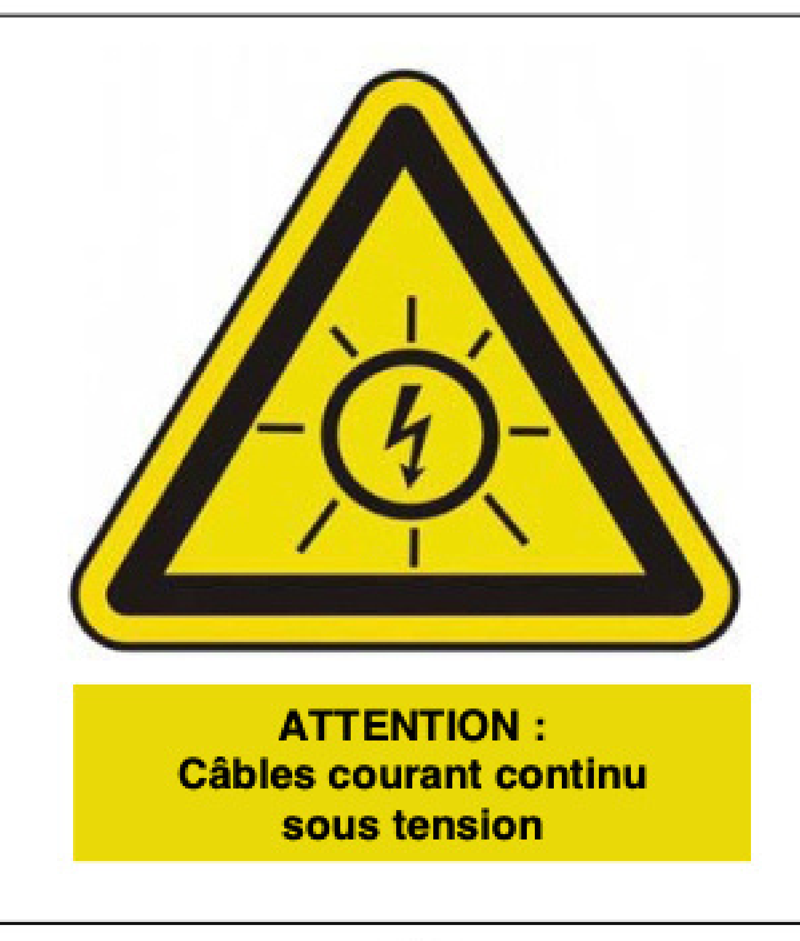
15.2.1 Etiquetage sur la partie a.c.

	**Cas de la vente de la totalité** ▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en soutirage : AGCP (puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (puissance surveillée). ▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession en injection : AGCP (puissance limitée) ou l'interrupteur-sectionneur (puissance surveillée).

	**Cas de la vente du surplus** ▪ Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession : AGCP (si puissance limitée) ou interrupteur-sectionneur à coupure visible (si puissance surveillée).

15.2.2 Etiquetage sur la partie d.c.

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations d.c. devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement de l'onduleur coté continu.

	**Etiquette portant la mention** **« Attention, câbles courant continu sous tension »** • sur la face avant des boites de jonction • sur la face avant des coffrets d.c. • sur les extrémités des canalisations d.c. à minima
	**Etiquette portant la mention** **« Ne pas manœuvrer en charge »** ▪ à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets d.c. ▪ à proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables …

15.2.3 Etiquetage sur l'onduleur

Tous les onduleurs doivent porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention, il y a lieu d'isoler les sources de tension.



	**Etiquette Onduleur**

15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours

Si un étiquetage spécifique pour l'intervention des services de secours est exigé, il répond aux principes décrits ci-après.

L'objectif de cette signalétique vise à apporter aux services de secours des informations qui permettent une approche décisionnelle afin de savoir rapidement :

- si et comment est sécurisée la zone accessible aux personnes à secourir ;
- s'il existe des dispositifs de coupure selon le paragraphe 12.5 et si la coupure est effective.

Cette signalétique apposée à côté de l'appareil général de commande et de sectionnement (ou AGCP) va compléter la signalétique dédiée à ou aux appareils généraux de commande et de sectionnement des installations de consommation et de production définis au paragraphe 12.

Tableau 11 – Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours

Signalétiques	Commentaires
Câble d.c. PV sous tension dans les parties accessibles au public sous chemin technique protégé	Une de ces signalétiques, précise aux services de secours que la sécurité repose sur des dispositions constructives indiquées.
Câble d.c. PV sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV et onduleur(s) sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV sous tension uniquement dans le local onduleur	
Câble d.c. PV sous tension inférieure à 60 V dans les parties accessibles	Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité est assurée en raison de l'utilisation d'une tension d.c. ≤ 60 V.
Coupure des câbles d.c. PV sous tension située sur la façade XXXX	Cette signalétique correspond à la possibilité d'une coupure par « commande à perche ». Elle précise l'emplacement de cette commande. Cette signalétique est apposée à coté de l'AGCP de production (ou l'AGCP de production et distribution).

Tableau 12 – Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours (suite)

Signalétiques	Commentaires
Voyant éteint = câbles d.c. PV hors tension dans les parties accessibles au public	Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité repose sur une ou des dispositions de coupure. Le report d'information assuré par l'extinction d'un voyant blanc indique que l'appareil a effectivement coupé l'arrivée PV.
Voyant éteint = absence de tension dans les câbles d.c. sur toute l'installation	Cette signalétique correspond à la possibilité d'abaisser tous les câbles d.c. PV à une tension au moins inférieure à 60 V. Il n'y a donc pas de risque électrique lors de l'intervention sur TOUT le bâtiment. Cette signalétique est apposée à côté de l'AGCP production.



16 Dossier Technique

Le dossier technique doit comporter les éléments suivants libellés en français :

- un schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque ;
- la nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouches parafoudre....) ;
- un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ;
- une description de la procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque et consignes de sécurité.

17 Maintenance des installations photovoltaïques

17.1 Généralités

Le présent chapitre vise à définir les actions techniques minimales à envisager durant le cycle de vie d'une installation photovoltaïque pour maintenir ou rétablir l'installation dans un état dans lequel elle peut accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

Toutes les opérations de maintenance sont envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir la sécurité des biens et des personnes.

NOTE 1 Ne sont visés dans ce chapitre que les activités de maintenance préventive, c'est-à-dire les opérations exécutées à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinées à réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation du fonctionnement de l'installation. Ainsi les opérations de maintenance corrective ne sont pas envisagées.

NOTE 2 Sont également exclus du guide UTE C 15-712-1 les activités connexes relevant des activités des services maintenance des entreprises ou des prestataires extérieurs tel que sécurité (ex. : rambarde PV) ou environnement (ex : recyclage des éléments constitutifs de l'installation – modules PV, ...).

NOTE 3 La maintenance corrective consiste, suite à détection d'une panne ou d'une défaillance, à remettre en état l'installation afin qu'elle puisse continuer à accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

NOTE 4 Les actions de maintenance corrective pourront entrainer l'anticipation des actions de maintenance préventive.

En marge de la maintenance, peuvent être envisagées des opérations visant à pallier l'usure de certains matériels et les adapter à l'évolution des techniques, des normes et règlements en vigueur, et également des opérations ayant pour but d'optimiser l'installation existante.

17.2 Types de maintenance et périodicité

On distinguera les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps préétablis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Pour tous les types d'installation, hormis les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

Pour les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, seul le niveau de maintenance conditionnelle est envisagé.

17.3 Actions de maintenance

17.3.1 Généralités

Sont à distinguer les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens, des points relatifs au bon fonctionnement.

Ces actions de maintenance peuvent être amenées à être complétés en fonction des obligations réglementaires de sécurité auxquels le bâtiment peut être soumis.

La maintenance ne porte que sur les parties électriques facilement accessibles de l'installation, décrite en 17.3.2 et 17.3.3.

17.3.2 Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens

Ces points sont les suivants :

- contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;
- recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- vérification de l'absence de corrosion ;



- contrôle visuel de l'état des câbles ;
- contrôle de l'état des boîtes de jonction ;
- contrôle visuel des connexions ;
- contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs parafoudres,…) ;
- test des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ;
- vérification des liaisons équipotentielles ;
- test de la fonction coupure d'urgence ;
- test de l'éventuel dispositif de coupure pour intervention des services de secours ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants conformément au paragraphe 15.1 ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage conformément aux paragraphes 15.2 et 15.3 ;
- contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation PV à jour.

17.3.3 Points relatifs au bon fonctionnement

Ces points sont les suivants :

- nettoyage des modules photovoltaïques ;
- vérification de l'onduleur ;
- vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV ;
- vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur destination initiale ;
- dépoussiérage.

Annexe A
Accords entre le gestionnaire du réseau public de distribution et l'utilisateur/producteur

A1 – Dispositions de limitation des effets nuisibles à la qualité d'alimentation

L'étude du raccordement par le gestionnaire du réseau public de distribution nécessite la communication de données caractéristiques du projet, des générateurs et des dispositions prévues pour le raccordement au réseau. Le gestionnaire du réseau public de distribution peut mettre à disposition des fiches de collecte rassemblant la liste des données minimales nécessaires à l'étude de la demande comportant notamment :

- condition de couplage au réseau et schéma retenu ;
- puissance de production injectée sur le réseau ;
- dispositifs de réglage de la puissance réactive ou de la tension ;
- apport de courant de court-circuit des générateurs ;
- dispositif de contrôle des conditions de couplage ;
- papillotement et à-coups de tension ;
- caractéristiques des générateurs à la fréquence de télécommande tarifaire ;
- déséquilibre de tension ;
- émission et circulation des courants harmoniques ;
- injection de courant continu.

Les seuils et les méthodes d'évaluation mis en œuvre sont indiqués dans le référentiel de raccordement publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

Cette étude peut conduire le cas échéant à l'établissement ou à la modification :

- d'ouvrages des réseaux publics de distribution BT ;
- du branchement pour les installations raccordées en BT notamment du moyen de sectionnement accessible aux agents de distribution (NF C 15-100, 551.1.2) ;
- du comptage ;
- des protections de l'installation, notamment de la protection de découplage prévue au 551.1.2 de la NF C 15-100.

A2 – Choix de la protection de découplage et approbation

L'établissement ou la modification d'une protection de découplage doit faire l'objet d'un accord du gestionnaire du réseau public de distribution.

Cette démarche doit prendre en compte la situation et la constitution du point de livraison et donc le cas échéant, être coordonnée avec l'étude du raccordement du site.

L'accord du gestionnaire du réseau de distribution comporte deux phases :

- un examen préalable du dossier fourni par le producteur ou son mandataire ;
- une intervention sur site pour la mise en service.

Le gestionnaire du réseau public de distribution ne peut intervenir qu'après achèvement des travaux et réception de l'ouvrage par le producteur ou son mandataire.

Le dossier de présentation du projet doit comprendre les renseignements suivants :

- le schéma de raccordement des sources d'énergie électrique de l'installation, leurs caractéristiques et le mode de fonctionnement retenu ;
- la nomenclature des matériels mis en œuvre et leurs caractéristiques.

Pour donner son accord de principe, le gestionnaire du réseau public de distribution s'assure à l'examen du projet de :

- la compatibilité du type proposé avec la nature du raccordement et les dispositions de la convention de raccordement du site ;
- l'utilisation de matériels appropriés conformes aux spécifications fonctionnelles publiées par le gestionnaire du réseau public de distribution (protections, dispositifs d'essai) ;
- l'emplacement de la protection et des conditions d'accessibilité ;
- la nature et la position des appareils de découplage et de leurs circuits de commande et d'information ;
- la conformité des fonctions logiques prévues.

A3 – Mise en service par le gestionnaire du réseau public de distribution

Pour les installations d'une puissance inférieure à 250 kVA, cette intervention est subordonnée à la remise préalable de l'attestation de conformité visée par le CONSUEL.

Annexe B
(informative)
Câbles pour installations photovoltaïques
Valeurs des intensités admissibles

Des câbles spécifiques pour les installations photovoltaïques ont été mis au point pour répondre aux besoins de ces installations. Les tableaux ci-dessous, extraits du document UTE C 32-502, donnent les valeurs des intensités admissibles des câbles conformes à ce guide.

Courant admissible

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les Tableaux B1 et B3 pour une température ambiante d'utilisation de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C.

Pour une température ambiante différente, les facteurs de correction à appliquer sont donnés dans les Tableaux B2 et B4.

Afin de mieux guider le choix de la section du conducteur, le Tableau B5 précise les pertes en fonction de l'intensité à transiter.

Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Section mm²	Intensité en A Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	14
2,5	19
4	26
6	33
10	46
16	62
25	82
35	102

NOTE Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B2 – Facteur de correction pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,22
70	1
80	0,71

Facteur de correction à appliquer conformément à la CEI 60364-5-52, Tableau B.52-17



Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Section mm²	Intensité en A Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	22
2,5	30
4	40
6	52
10	72
16	97
25	129
35	160

NOTE Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale à l'âme de 120 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,08
70	1
80	0,91
90	0,82
100	0,71
110	0,58

Le Tableau B5 ci-dessous donne le calcul des pertes pour une température ambiante de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C. Les valeurs typiques d'intensité admissible sont issues des Tableaux B1 et B3.

Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90 °C et 120 °C

I_n	90 °C		120 °C	
	Section	Pertes	Section	Pertes
A	mm²	W/m	mm²	W/m
17	1,5	4,9	1,5	5,4
24	2,5	5,9		10,7
27	4	4,6		13,5
32		6,5	2,5	11,4
37	6	5,8		15,2
41		7,1	4	11,6
50	10	6,1		17,2
57		7,9	6	14,9
64	16	6,3		18,8
77		9,1	10	15,8
89	25	7,9		21,1
102		10,3	16	17,5
120	35	10,2		24,3
126		11,2	25	17,2
160	50	12,6		27,8
198	50	19,5	35	30,3

Exemple d'utilisation du Tableau B5 :

Pour transiter 41 A, avec une température maximale de l'âme du câble pouvant atteindre 90 °C, il faudra prendre une section minimale de 6 mm², ce qui conduira à des pertes de 7,1 W/m d'après le Tableau B5.

Si la température maximale de l'âme du câble peut atteindre 120 °C, la section minimale pourrait être ramenée à 4 mm² ce qui conduirait à des pertes de 11,6 W/m, (dans ce cas les pertes sont augmentées de 63 % environ).



Annexe C
Niveaux kérauniques en France et dans les DOM

Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante (Ng), il suffit de diviser Nk par 10

Pas de Calais 12
Nord 13
Somme 13
Seine Maritime 12
Aisne 15
Ardennes 15
Oise 15
Manche 7
Calvados 9
Eure 12
Val d'Oise
Yvelines 15
Essonne 15
Seine et Marne 17
Marne 18
Meuse 18
Moselle 18
Meurthe et Moselle 19
Bas Rhin 20
Finistère 6
Côtes d'Armor 8
Ille et Vilaine 10
Mayenne 12
Orne 13
Eure et Loire 14
Aube 19
Haute Marne 23
Vosges 22
Haut Rhin 23
Morbihan 7
Sarthe 13
Loir et Cher 12
Loiret 17
Yonne 19
Côte d'Or 24
Haute Saône 22
Territoire de Belfort 23
Loire Atlantique 8
Maine et Loire 12
Indre et Loire 14
Cher 17
Nièvre 20
Doubs 28
Saône et Loire 27
Jura 30
Vendée 10
Deux Sèvres 13
Vienne 20
Indre 17
Allier 21
Ain 32
Haute Savoie 33
Rhône 31
Loire 30
Puy de Dôme 26
Creuse 23
Haute Vienne 23
Charente Maritime 18
Charente 21
Savoie 31
Isère 35
Corrèze 25
Cantal 25
Haute Loire 34
Dordogne 27
Gironde 26
Lot 23
Lot et Garonne 28
Ardèche 44
Drôme 42
Hautes Alpes 39
Lozère 33
Aveyron 24
Tarn et Garonne 21
Landes 28
Gard 36
Vaucluse 40
Alpes de Haute Provence 44
Alpes Maritimes 39
Gers 21
Haute Garonne 19
Tarn 21
Hérault 27
Bouches du Rhône 27
Var 34
Pyrénées Atlantiques 24
Hautes Pyrénées 21
Ariège 21
Aude 19
Pyrénées Orientales 27
Haute Corse 31
Corse du Sud 32
Seine Saint Denis 15
Paris 15
Hauts de Seine 15
Val de Marne 15

Réunion : Nk = 20
Guyane/Martinique/Guadeloupe : Nk = 40
Saint-Pierre et Miquelon : Nk = 1



>25 (AQ2)

≤25 (AQ1)

Annexe D
Calcul de U_{ocmax} et I_{scmax}

D1 Calcul de U_{ocmax}

U_{ocmax} est la tension maximale aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou du générateur PV non chargé (circuit ouvert). Elle se calcule avec la formule :

$$U_{ocmax} = K_U \, U_{ocSTC}$$

Le facteur de correction K_U prend en compte l'augmentation de la tension en circuit ouvert des modules, en considérant la température ambiante minimale **Tmin** du site d'installation PV et le coefficient de variation de la tension du module en température αU_{oc} (information fournie par le constructeur du module PV) :

$$K_U = 1 + (\alpha U_{oc} / 100) \times (Tmin - 25)$$

αU_{oc} coefficient de variation de la tension du module en température, en %/°C
Tmin temperature ambiante minimale du site d'installation, en °C

αU_{oc} est un facteur négatif, qui peut être fourni par le constructeur de module en mV/°C ou en %/°C. Quand il est exprimé en mV/°C, il convient de l'exprimer en %/°C par la formule suivante :

$$\alpha U_{oc} (\%/°C) = 0{,}1 \, \alpha U_{oc} (mV/°C) / U_{ocSTC} \text{ du module } (V)$$

Note : Exemple de module avec αU_{OC} exprimé en mV/°C

Module en Si multicristalin, $U_{OC\,STC}$ = 38.3V, αU_{oc} = - 133 mV/°C → αU_{oc} = - 0,35 %/°C

Tmin = -15°C → Tmin – 25 = -40°C → K_U = 1,14 → U_{ocmax} = **1,14** U_{ocSTC}

αU_{oc} peut présenter des valeurs très différentes en fonction de la technologie des modules PV. Pour les modules en Si amorphe, les caractéristiques électriques durant les premières semaines de fonctionnement sont plus élevées que les caractéristiques nominales. Ce phénomène est documenté par le constructeur de module et doit être pris en compte dans le calcul de U_{ocmax}.

Sans connaissance de la température minimale du site ou du coefficient de variation de la tension en température, U_{ocmax} doit être choisi au minimum égal à 1,2 U_{ocSTC}.

Si la température minimale est connue, pour une technologie de modules au silicium monocristallin et multicristallin, le Tableau ci-dessous peut être utilisé.



Tableau D1 – Facteur de correction k pour les modules au silicium monocristallin et multicristallin

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1, 20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

Ce coefficient peut être différent pour d'autres technologies (voir les indications du constructeur).

D.2 Calcul de I_{scmax}

Le courant de court-circuit maximal d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV ou d'un générateur PV se calcule par la formule suivante :

$$I_{scmax} = K_i \, I_{scSTC}$$

K_i doit être choisi au minimum égal à 1,25.

BIBLIOGRAPHIE

RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

♦ **DECRET n° 2008-386 du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité

♦ **ARRETE du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

♦ **ARRETE du 29 mars 2010** précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées en basse tension aux réseaux publics de distribution d'électricité

♦ **ARRETE du 6 juillet 2010** précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)

♦ **DECRET n° 2007-1280 du 28 août 2007** relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité

ATTESTATION DE CONFORMITE

♦ **DECRET n° 72-1120 du 14 décembre 1972** relatif au contrôle et à l'attestation de la confor-mité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur
[Tel que modifié par le décret n° 2010-301 du 22 mars 2010, le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 concerne également les installations de production d'électricité d'une puissance inférieure à 250 kVA raccordée au réseau public de distribution d'électricité et requérant une modification de l'installation intérieure d'électricité]

AUTRES TEXTES

♦ **PROTECTION CONTRE L'INCENDIE** des bâtiments d'habitation

♦ **REGLEMENT DE SECURITE** contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public
[Les mesures de sécurité à prendre en cas d'installation de panneaux photovoltaïques dans un établissement recevant du public ont fait l'objet d'un avis rendu par la CCS (Commission Centrale de Sécurité) le 5 novembre 2009]

♦ **CODE DU TRAVAIL**

♦ **REGLEMENT DE SECURITE** pour la construction des immeubles de grande hauteur et leur protection contre les risques d'incendie et de panique

---

Installations électriques à basse tension **UTE/U15**

Liste des organismes représentés

Secrétariat : UTE

ANROC (ASSOCIATION NATIONALE DES REGIES DE SERVICES PUBLICS & DES ORGANISMES CONSTITUES PAR LES COLLECTIVITES LOCALES)

BBS CONCEPTION

CAPEB (CONFEDERATION DE L'ARTISANAT ET DES PETITES ENTREPRISES DU BATIMENT)

CEA (COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES)

EDF (ELECTRICITE DE FRANCE)

FAMILLES DE FRANCE

FEDERATION DES PROMOTEURS CONSTRUCTEURS

FFIE (FEDERATION FRANCAISE DES ENTREPRISES DE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE)

FFSA (FEDERATION FRANCAISE DES SOCIETES D'ASSURANCES)

FIDI (FEDERATION INTERPROFESSIONNELLE DU DIAGNOSTIC IMMOBILIER)

FRANCE TELECOM

GDF SUEZ

GIFAM (GROUPEMENT INTERPROFESSIONNEL DES FABRICANTS D'APPAREILS D'EQUIPEMENT MENAGER)

GIMELEC (GROUPEMENT DES INDUSTRIES DE L'EQUIPEMENT ELECTRIQUE, DU CONTRÔLE-COMMANDE ET DES SERVICES ASSOCIES)

IGNES (LES INDUSTRIES DU GENIE NUMERIQUE, ENERGETIQUE ET SECURITAIRE)

MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ENERGIE

MINISTERE DE L'INTERIEUR

MINISTERE DU TRAVAIL, DE L'EMPLOI, DE LA FORMATION PROFESSIONNELLE ET DU DIALOGUE SOCIAL

PROMOTELEC

Q-CELLS INTERNATIONAL FRANCE SAS

SALM

SER (SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES)

SERCE (SYNDICAT DES ENTREPRISES DE GENIE ELECTRIQUE ET CLIMATIQUE)

SOCOTEC

SYCABEL (SYNDICAT PROFESSIONNEL DES FABRICANTS DE FILS ET CABLES ELECTRIQUES ET DE COMMUNICATION)

SYNDICAT DE L'ECLAIRAGE

TENESOL

UNION DES MAISONS FRANCAISES

———————